

9

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ОСВОЕНИИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗООБРАЗНЫХ ВЕЩЕСТВ

В нефтяной промышленности успешно развиваются технологические процессы, связанные с использованием газообразных веществ, в частности азота, природного газа и воздуха. Применение газообразных веществ и их смесей с жидкостями позволяет создавать новые технологии, совершенствовать и интенсифицировать известные методы. Высокая эффективность новых и усовершенствованных технологий с использованием азота обусловлена его физико-химическими свойствами и влиянием на гидродинамические условия процессов. Газообразный азот, используемый в нефтяной промышленности, взрывобезопасный, химически малоактивный, нетоксичный. Круг задач, решаемый в нефтепромысловой практике с использованием азота, весьма широкий и разнообразный. Ниже будут рассмотрены особенности и преимущества технологических процессов вызова притока из пластов после вскрытия, азотогидропескоструйной перфорации, термообработки и кислотной обработки скважин с применением азота, описан опыт их внедрения.

Жидкий азот получают при разделении воздуха путем низкотемпературной ректификации. Производительность установок для разделения воздуха составляет 0,2–1,6 т/ч жидкого азота. Имеются также небольшие (массой 5 т) стационарные установки по производству жидкого азота производительностью 0,055 т/ч.

Перевозку жидкого азота от места производства до нефтепромыслов можно также осуществлять изотермическими цистернами объемом около 25 м³ железнодорожным транспортом или цистернами типа ТРЖК (ЦТК) объемом 3–7 м³ автотранспортом. Слив и складирование жидкого азота осуществляют в цистерны вместимостью 25–100 т.

Физико-химические свойства азота. Газообразный азот бесцветен, не обладает запахом и вкусом, не токсичен, масса 1 м³ газообразного азота при нормальных условиях составляет 1,25 кг.

При температуре $-195,8^{\circ}\text{C}$ газообразный азот превращается в бесцветную подвижную жидкость плотностью 808 кг/м³, а при дальнейшем охлаждении – в твердую массу с температурой плавления $-209,9^{\circ}\text{C}$. Теплота парообразования азота равна 199,3 Дж/г. При испарении 1 м³ жидкого азота получаем 702,5 м³ газообразного азота при 20 °С и давлении 0,1 МПа.

При температуре $t_{\text{кр}} = -147^{\circ}\text{C}$ и давлении $p_{\text{кр}} = 3,35$ МПа азот обладает плотностью 311 кг/м³ и находится в критическом состоянии.

Газообразный азот слабо растворим в нефти и воде.

Растворимость азота в нефти Битковского месторождения ($\rho_{\text{н}} = 850$ кг/м³), по данным исследования на установке УГР-3, приведена в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Растворимость азота в нефти

Давление, МПа	Растворимость (м ³ /м ³) при температуре, °С		
	23,5	50,5	88
10	18,0	17,0	20,4
20	33,2	29,6	31,0
30	47,0	40,5	45,0
40	57,1	49,2	55,2

Таблица 9.2

Растворимость азота в воде

Давление, МПа	Растворимость (м ³ /м ³) при температуре, °С			
	25	50	75	100
0,1	0,014	0,011	0,009	0,009
2,5	0,348	0,273	0,254	0,256
5,0	0,674	0,533	0,494	0,516
10,0	1,264	1,011	0,946	0,986
20,0	2,257	1,830	1,732	1,822
30,0	3,061	2,534	2,413	2,546
50,0	4,141	3,720	3,583	3,800

Как видно из таблицы, растворимость с изменением температуры меняется незначительно.

В воде азот растворяется значительно хуже. Растворимость азота в воде приведена в табл. 9.2.

При давлении до 30 МПа сжатие азота происходит практически без отклонений от законов идеальных газов и изменение объема описывается зависимостью

$$V_0 = \frac{V_t \cdot 273,2p_t}{p_0(273,2+t)}, \quad (9.1)$$

где V_0 , p_0 – объем и давление в нормальных условиях; V_t , p_t – объем и давление в данных условиях; t – температура.

Вязкость и динамическое напряжение сдвига нефти с растворенным азотом снижаются. Азот, закачанный в скважины, сохраняет газообразное состояние, что обусловлено его критическими параметрами. Поскольку плотность газа азота составляет 1,25 кг/м³, следовательно, он тяжелее углеводородных газов и при закачке в скважины будет находиться в нижней части ствола. В присутствии азота повышается давление насыщения нефти углеводородными газами.

Фильтрация азотожидкостных смесей через пористую среду проходит при более высоких давлениях, чем фильтрация жидкости.

Смесь азота с воздухом, содержащая менее 5 % кислорода, предотвращает возникновение взрыва при закачке в нефтяные скважины.

9.1. УСТАНОВКИ ДЛЯ ТРАНСПОРТА И НАГНЕТЕНИЯ АЗОТА В СКВАЖИНЫ

Для транспорта жидкого азота к скважинам используют азотные газификационные установки. Из выпускаемых отечественной промышленностью установок наилучшими параметрами применительно к нефтегазодобывающей промышленности обладает установка АГУ-6000-500/200 или то же АГУ-8К (далее – АГУ), показанная на рис. 9.1.

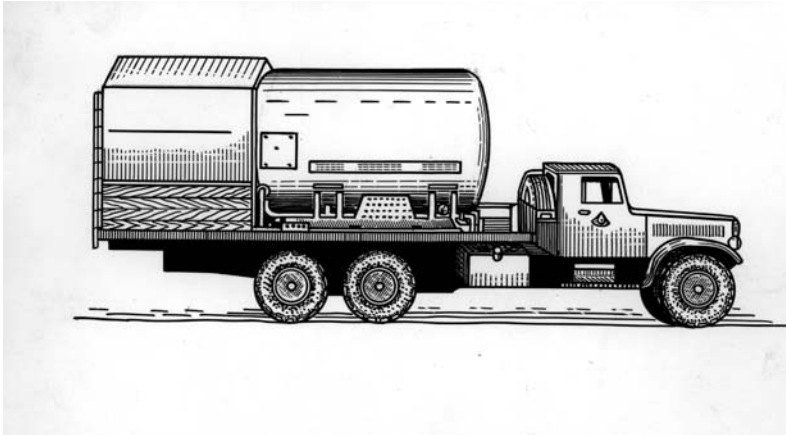


Рис. 9.1. Азотная газификационная установка

Установка АГУ состоит из автомашины КРАЗ-219-Б, резервуара ТРЖК-5, резервуара погружного насоса КВ 6101 или ТРЖК-7, погружного насоса жидкого азота НЖК-29М или НСГ-500/200, испарителя.

Завод-поставщик гарантирует нормальную работу установки с учетом использования запасных частей в течение 5000 ч.

Резервуар ТРЖК-5 включает сосуд для жидкого азота с арматурой и кожух. Пространство между кожухом и сосудом заполнено порошковым аэрогелем и откакумировано. Для увеличения вакуума применяется цеолит.

Сосуд выполнен сварным из листовой стали Х18Н9Т. В нижней части резервуара установлены испарители, изготовленные, как и все элементы обвязки, из стали Х18Н10Т.

Объем сосуда составляет 5600 л, максимальное рабочее давление – 0,25 МПа. При хранении (при температуре 20 °С и давлении 0,1 МПа) испаряется 1,75 кг/ч жидкого азота. С учетом потерь и остатка одна установка АГК-8К вырабатывает 3500 м³ газообразного азота.

Резервуар погружного насоса КВ 6101 выполнен аналогичным образом и отличается от резервуара ТРЖК-5 лишь размерами.

Для перекачки сжиженного азота из резервуара под давлением предназначен насос НЖК-29М или 12НСГ 500-200. Подача насоса по жидкому азоту составляет 500 л/ч при давлении нагнетания 22 МПа. Насос приводится в движение электродвигателем мощностью 13 кВт через редуктор.

Газификация подаваемого насосом жидкого азота осуществляется в испарителе. Испаритель состоит из змеевика, выполненного из латунной трубки и заключенного в наполненный водой алюминиевый кожух. Для уменьшения потерь теплоты в окружающую среду кожух термоизолирован. Для нагрева воды в испарителе используются девять трубчатых электронагревателей мощностью по 6 кВт, напряжением 220 В.

Полная мощность, потребляемая одной установкой, составляет 68 кВт.

Для проведения промышленных работ обычно используются две установки. Питание их осуществляется от сети потребителя или от передвижной электростанции мощностью 200 кВт.

9.2. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН АЗОТОМ

9.2.1. О ПРИМЕНЕНИИ ГАЗООБРАЗНЫХ АГЕНТОВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Применение газообразных агентов – наиболее перспективное направление развития методов снижения уровня в скважинах. При этом способе освоения обеспечиваются простота и надежность контроля и регулирования процесса в широких пределах расходов и давлений. Газообразные агенты могут обеспечить быстрое опорожнение глубоких скважин, быстрое и резкое или медленное и плавное снижение давления в скважине, дренирование пласта с подпиткой сжатым газом для обеспечения фонтанирования и др.

Сначала повсеместно применяли в качестве газообразных агентов воздух. Однако практикой освоения и исследования скважин выявлены серьезные недостатки при использовании передвижных воздушных компрессоров. Закачка воздуха в скважину с помощью последних часто приводит к взрывам, которые, как правило, сопровождаются травмированием людей, создают условия для открытого фонтанирования скважин, причиняют значительный материальный ущерб народному хозяйству. После аварий многие скважины обычно ликвидируются из-за невозможности их восстановления.

При восстановительных работах или при ликвидации скважины не достигается качественная изоляция продуктивных пластов и горизонтов с питьевыми водами, а также в целом всего разреза из-за невозможности проведения необходимого объема работ в разрушенном стволе скважины.

Аварии при освоении нефтяных скважин, связанные с вызовом притока из них с помощью воздушных компрессоров, произошли в объединениях “Татнефть”, “Башнефть”, “Укрнефть”, “Куйбышевнефть” и “Туркменнефть”, причем менее 20 % их возникло из-за воспламенения газозвушной смеси от механической искры и открытого огня.

Основные причины аварий – нарушение технологии работ (закрытие скважины со сжатым воздухом на длительное время и последующий спуск или подъем глубинных приборов в ней, зажигание факела при продувке скважины воздухом); 30 % аварий – результат выпуска газозвушной смеси из скважины в атмосферу или перепуска ее из скважины в замкнутую полость в устьевом оборудовании (лубликатор, манифольдная линия) от разряда статического электричества и ударной волны сжатия. Они возникали также в связи с нарушением технологии вызова притока – закрытия скважины со сжатым воздухом на длительное время, приводящего к образованию взрывчатой смеси в больших объемах и под высоким давлением.

Для устранения этой группы аварий необходимо сразу же после окончания закачки удалить воздух из скважины. Поскольку определенное количество взрывчатой смеси образуется в процессе закачки воздуха, удалять ее из скважины следует через специальное устройство с целью исключения возможности воспламенения от разряда статического электричества, ударного сжатия и открытого огня.

Более 50 % аварий происходило в процессе закачки воздуха в скважину в результате самовозгорания нагаромазляных отложений в коммуникациях компрессора, а также самовозгорания пирофорных соединений сульфидов железа в оборудовании скважины.

Образование нагаромазляных отложений и их самовозгорание обуславливаются применением некачественного компрессорного масла, нарушением правил эксплуатации и обслуживания компрессоров, а также недостатками самих компрессоров (отсутствие холодильника и маслоотделителя после четвертой ступени сжатия). В связи с этим практически полное устранение этой группы аварий не представляется возможным. В скважинах, в которых вследствие сероводородной коррозии образуются пирофорные отложения, опасность взрыва при обработке компрессором еще более усугубляется.

Следовательно, применение способа вызова притока жидкости из нефтяных скважин с помощью передвижных воздушных компрессоров не отвечает требованиям охраны труда и охраны природы. Отсюда возникает необходимость отказаться от этого способа и перейти к безопасным методам вызова притока жидкости с использованием в качестве рабочего агента инертных газов, в частности азота. До внедрения безопасных способов освоения скважин с помощью инертных газов можно допустить освоение воздушной пеной с использованием передвижного компрессора.

Опыт объединения “Укрнефть” показывает, что технические и технологические вопросы, связанные с переходом на освоение скважин с помощью азота, в принципе решены. В качестве транспортного и технологического оборудования предложена выпускаемая Одесским заводом установка АГУ-8К, применяемая в химической промышленности для транспортировки и газификации жидкого азота.

Применение азотных газификационных установок предусматривается при освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и других случаях, где существующие методы освоения малоэффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ, а также при освоении скважин в суровых климатических условиях при температуре окружающего воздуха – 30 и + 50 °С.

Технология вызова притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок заключается в том, что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетаются в скважину и замещают находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть). В результате регулирования плотности закачиваемой в скважину системы и использования упругих свойств газа и пены по мере их удаления из скважины противодействие на пласт можно снизить в необходимых пределах.

Область применения различных азотосодержащих циркуляционных агрегатов (газообразного азота, газированной им жидкости – пены) для вызова притока нефти и газа из пласта зависит от геолого-технических и других условий освоения скважин.

Для создания глубоких депрессий на пласт, вплоть до осушения глубоких скважин (если это допустимо), при плавном темпе снижения забойного давления целесообразно комбинированное применение азотосодержащих систем: последовательная в один цикл и более промывка скважин газированной азотом жидкостью (пенной), которая при необходимости может быть вытеснена из скважины азотом.

9.2.2. ПОДГОТОВКА ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН АЗОТОМ

Оборудование позволяет осуществить газификацию на скважине жидкого азота, приготовление и нагнетание в скважину газообразного азота и газированных азотом жидкостей (пен) для вызова притока флюида из пласта.

Схема обвязки наземного оборудования для вызова притока из пласта путем вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом показана на рис. 9.2, а для вызова притока из пласта с использованием газированной азотом жидкости (пены) – на рис. 9.3.

Перед началом процесса необходимо оборудовать устье скважины фонтанной арматурой и обвязать с нефтесборным коллектором.

Перед закачиванием рабочего агента (газообразного азота, пены) устье скважины обвязать с азотными установками таким образом, чтобы обеспечивалась возможность нагнетания рабочего агента в трубное и межтрубное пространства и одновременно выход жидкости из межтрубного и трубного пространств скважины. Обвязку эжектора осуществить так, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

У задвижек фонтанной арматуры 15 (см. рис. 9.2) и 22 (см. рис. 9.3) установить регулируемые штуцеры диаметрами от 8 до 16 мм.

Конец линии 7 вентиля делителя расхода 8 (см. рис. 9.3) опустить до дна каждого отсека мерной емкости насосного агрегата (для исключения вспенивания жидкости) и закрепить. Площадь проходного сечения вентиля (вентилей) делителя расхода 8 должна составлять 0,8–1,5 см².

Опрессовать все напорные трубопроводы обвязки наземного оборудования на полторакратное давление от ожидаемого максимального рабочего давления гидравлическим способом. Газовые линии опрессовать газообразным азотом на максимальное давление газификационной установки. Результаты опрессовок оформить актом.

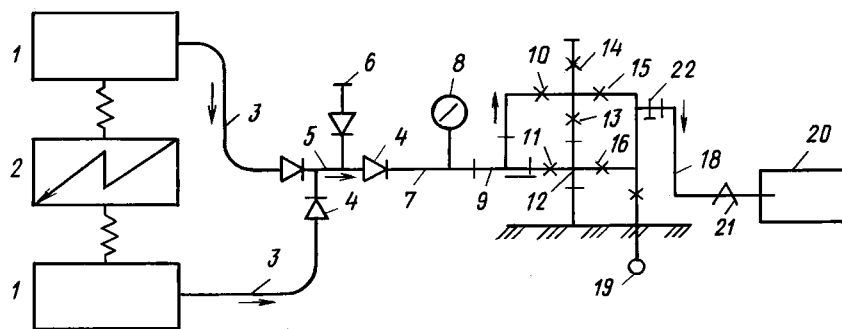


Рис. 9.2. Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока путем вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом:

1 – азотная газификационная установка АГУ-8К; 2 – электростанция; 3 – газопровод (шланги высокого давления); 4 – обратный клапан; 5 – узел подключения азотных газификационных установок к скважине (“гребенка”); 6 – заглушка на резервном входе “гребенки”; 7 – нагнетательная линия для подачи газа в скважину; 8 – манометр; 9 – тройник для подключения нагнетательной линии к трубному пространству; 10, 11, 13, 14 – задвижки фонтанной арматуры; 12 – крестовина; 18 – выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; 19 – нефтесборный коллектор; 20 – накопительная емкость; 21 – якорь стопорный для закрепления выкидной линии 18; 22 – пробоеотборный кран

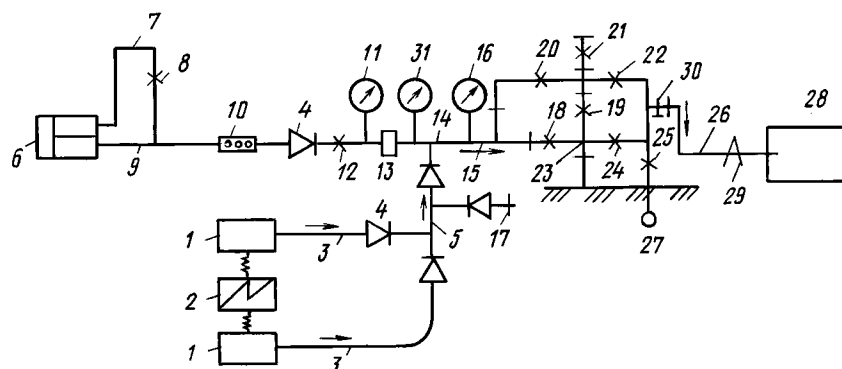


Рис. 9.3. Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока с применением газированной жидкости (пены):

1 – азотная газификационная установка; 2 – электростанция; 3 – газопровод (шланги высокого давления); 4 – обратный клапан; 5 – узел подключения газификационных установок к скважине (“гребенка”); 6 – насосный агрегат; 7 – трубопровод для сброса жидкости в емкость насосного агрегата (опускается до дна мерной емкости); 8 – вентиль или блок вентиля для регулирования расхода пенообразующей жидкости (делитель расхода); 9 – тройник; 10 – фильтр; 11, 16, 31 – манометры; 12 – запорное устройство для отключения линии, подключенной к насосному агрегату; 13 – штуцер; 14 – смеситель жидкой и газообразных фаз (тройник, аэратор или эжектор); 15 – тройник для подключения нагнетательной линии к трубному пространству скважины; 17 – заглушка на резервном входе-“гребенке”; 18 – 22, 24, 25 – задвижки фонтанной арматуры; 23 – крестовина; 26 – выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; 27 – нефтесборный коллектор; 28 – накопительная емкость; 29 – якорь стопорный для закрепления выкидной линии 26; 30 – пробоотборный кран

Обеспечить наличие на скважине жидкого азота (4,2–8,4 т), а при использовании газированной жидкости (пены) – расчетные количества технической воды и ПАВ. Пенообразующую жидкость следует готовить в свободном отсеке мерной емкости цементировочного агрегата непосредственно в процессе закачивания газированной азотом жидкости (пены) в скважину.

Возможен вариант заблаговременного приготовления пенообразующей жидкости в передвижной емкости или в автоцистерне.

На 1 м³ воды необходимо добавлять от 3 до 7 кг (в перерасчете на активное вещество) сульфанола, ОП-10 или других ПАВ.

Количество добавления ПАВ к воде зависит от ее солевого состава, качества ПАВ и может быть уточнено экспериментальным путем. Для этого в лабораторных условиях по методике ВНИИ следует определить зависимость устойчивости пены от концентрации ПАВ, изменяя последнюю в пределах от 0,05 до 1,00 % (по объемной доле) по активному веществу, и принять такое минимальное значение концентрации, при котором устойчивость пены составляет не менее 95 % от максимально возможной.

9.2.3. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ АЗОТОМ

Ввиду ограниченного запаса газообразного азота в цистернах АГУ при освоении скважин особенно остро ставится вопрос о его экономном расходовании. До начала освоения с целью обоснования процесса требуется определение основных параметров освоения – необходимого объема азота, длительности освоения, давления закачки на устье, предельной глубины спуска лифта, при которой возможно освоение газообразным азотом при располагаемом рабочем давлении азотных установок и др.

Необходимый объем газообразного азота для вытеснения жидкости в скважине, заполненной до устья, определяют по следующим зависимостям при условии закачки:

в лифт

$$V_{0л} = 8,1d_0^2 H p_{cp} \frac{273,2}{273,2 + t_{cp}}; \quad (9.2)$$

в затрубное пространство

$$V_{0з} = 8,1(D^2 - d_b^2) H p_{cp} \frac{273,2}{273,2 + t_{cp}}, \quad (9.3)$$

где $V_{0л}$, $V_{0з}$ – объем газообразного азота, м³; H – глубина спуска лифта (НКГ), м; d_0 , d_b – соответственно внутренний и внешний диаметры подъемных труб, м; D – внутренний диаметр обсадной колонны, м; p_{cp} – среднее давление в полости скважины, заполняемой газом, МПа,

$$p_{cp} = (p_y + p_6) / 2; \quad (9.4)$$

p_6 и p_y – давление закачиваемого азота соответственно у башмака лифта и на устье, МПа,

$$p_6 = H \rho_{ж} \cdot 10^{-5}; \quad (9.5)$$

$$p_y = \frac{p_6}{e^{1,2 \cdot 10^{-4} H \rho_a}}, \quad (9.6)$$

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости, находящейся в скважине, кг/см³; H – глубина спуска лифта, м; ρ_a – относительная плотность азота по сравнению с плотностью воздуха, $\rho_a = 0,97$.

Продолжительность процесса определяется по формуле

$$T = \frac{1,2V_0}{60q_a}, \quad (9.7)$$

где T – длительность работы, ч; V_0 – суммарная производительность азотных установок, участвующих в работе; 1, 2 – коэффициент, учитывающий подготовительные работы и остановки; q_a – расход азота при закачке в скважину, м³/мин.

Длительность освоения скважины превышает длительность закачки азота в лифт. Соответственно увеличится объем рабочего агента на величину

$$V_d = 60q_a T_d \quad (9.8)$$

($T_d = 2 \div 6$ ч по опыту освоения скважин на Битковском месторождении).

Полное потребное для освоения скважины количество газообразного азота

$$V_{п} = V_{0(л, затр)} + V_d. \quad (9.9)$$

Предельное снижение уровня при вызове притока путем вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом составляет:

2700 м, если скважина была заполнена водой;

3300 м, если скважина была заполнена нефтью (плотностью 850 кг/м³).

Наиболее целесообразная технология освоения скважин глубиной от 2000 до 5000 мм – газированными азотом системами (пенной).

9.2.4. ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН АЗОТОМ

Технология включает работы по вызову притока из пласта и может применяться в следующих случаях:

- при освоении скважин, содержащих сероводород;
- при освоении скважин в зоне влияния подземного горения;
- при проведении работ в зимний период в условиях низких температур окружающего воздуха.

Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине на газообразный азот служат номограммы, приведенные на рис. 9.4 и 9.5. Пользуясь номограммами, можно определить необходимый объем газообразного азота $V_{г}$, максимальное устьевое (продавочное) давление $p_{у}$ и продолжительность операций T от начала закачивания азота до первого пролета его через башмак лифта или до полного осушения скважины (если это необходимо и возможно) при заданных глубине скважины H , плотности жидкос-

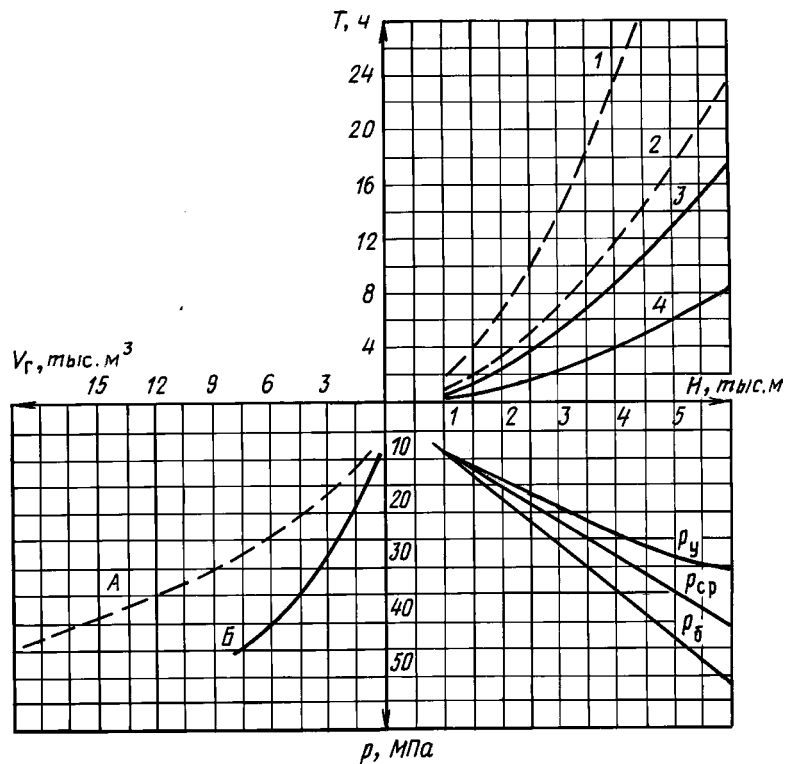


Рис. 9.4. Номограмма для расчета процесса по вызову притока из пласта газообразным азотом ($\rho_{ж} = 850 \text{ кг/м}^3$):

$p_{у}$, $p_{б}$ — соответственно давление на устье и у башмака лифта при нагнетании азота в скважину, МПа; $p_{ср}$ — среднее давление в скважине, заполненной азотом, МПа; А, Б — закачивание соответственно в межтрубное пространство и лифт; $d_{л} = 73 \text{ мм}$; $D_{к} = 146 \text{ мм}$

Номер кривой на рисунке.....	1	2	3	4
Способ закачивания.....	А		Б	
q_a , $\text{м}^3/\text{мин}$	6	12	6	12

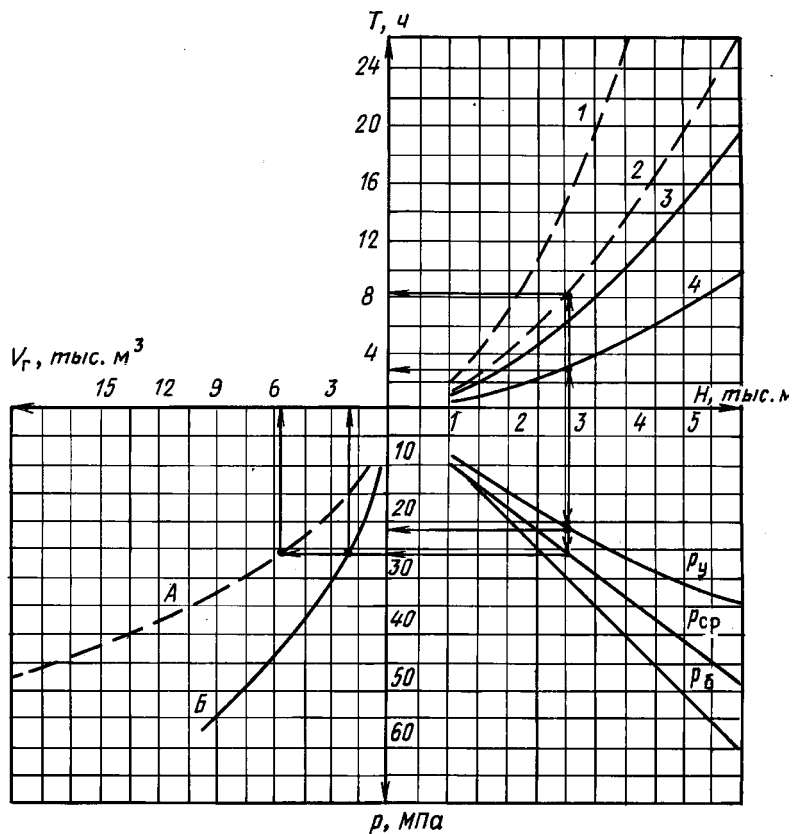


Рис. 9.5. Номограмма для расчета процесса по вызову притока из пласта газообразным азотом ($\rho_{\text{ж}} = 1000 \text{ кг/м}^3$).
Условные обозначения см. рис. 9.4

ти в скважине $p_{\text{ж}}$, темпе нагнетания азота q_a и выбранном варианте закачивания (в трубы или межтрубное пространство).

Построение номограмм проведено для скважин, оборудованных 146-мм эксплуатационной колонной и 73-мм НКТ при различной глубине их спуска. Температура на устье скважин принята 10°C , градиент ее изменения составляет $2,3^\circ\text{C}$ на 100 м глубины. Расход газа принят равным 6 и $12 \text{ нм}^3/\text{мин}$.

Порядок пользования номограммами указан стрелками.

Так, в случае применения двух установок АГУ-8К ($q_a = 12 \text{ нм}^3/\text{мин}$) для освоения скважины, заполненной до устья жидкостью плотностью 1000 кг/м^3 , к моменту прорыва газа через башмак лифта (при $H = 3000 \text{ м}$) необходимо осуществить закачивание (см. рис. 9.5) $2,1 \text{ тыс. нм}^3$ азота в лифт (при прямой промывке) или $5,5 \text{ тыс. нм}^3$ азота в межтрубное пространство при обратной промывке. Длительность нагнетания при работе двух установок АГУ-8К составляет 3 и $8,2 \text{ ч}$ соответственно. Ожидаемое устьевое давление составляет $21,8 \text{ МПа}$.

Объем газа, установленный по номограмме, должен быть увеличен на

значение, необходимое для дренирования пласта в начальной стадии вызова притока. Этот дополнительный объем газа V_d определяется из равенства (9.8).

При пользовании номограммами решаются обратные задачи. Например, можно определить предельную глубину освоения по располагаемому объему азота и др.

Перед проведением работ по вызову притока спустить в скважину колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) до забоя и промыть скважину. Затем приподнять НКТ и установить башмак на 5–10 м выше интервала перфорации.

После оборудования устья приступить к замене жидкости в скважине на газообразный азот.

Порядок выполнения операций следующий.

Открыть устьевые задвижки *11*, *13*, *15* и закрыть задвижки *10*, *14*, *16*, *17* (см. рис. 9.2).

С помощью газификационных установок *1* по шлангам высокого давления *3* через обратные клапаны *4* осуществить подачу газообразного азота в межтрубное пространство скважины через "гребенку" *5*, нагнетательную линию *7* и тройник *9*. Вытесняемая газообразным азотом и выходящая из скважины жидкость по выкидной линии *18* должна поступать в накопительную емкость *20*.

Нагнетание в скважину газообразного азота следует осуществлять в расчетном объеме, не превышая максимального рабочего давления газификационных установок. При необходимости снижения продавочного давления в скважину следует закачать порцию воды, обработанной ПАВ, или нефти.

Контроль за процессом закачивания газообразного азота в скважину вести по показаниям манометра *8* на нагнетательной линии *7* и на щитах управления газификационных установок.

По мере нагнетания газообразного азота в скважину давление в затрубном пространстве повышается вплоть до момента прорыва (пролета) газа через башмак НКТ, после чего оно начинает резко уменьшаться.

Во избежание выброса жидкости и газообразного азота на выкиде скважины *18* необходимо регулировать противодействие в трубном пространстве скважины с помощью задвижки *15*, оборудованной штуцером.

Подачу газообразного азота в скважину (при отсутствии притока) вести в количестве, необходимом для создания максимально возможной депрессии на пласт, после чего закрыть задвижку *11* и при открытых задвижках *15*, *16* на выкиде поставить скважину на ожидание притока на период до 48 ч с прослеживанием уровня жидкости в скважине.

При появлении даже незначительных признаков нефти или нефтяного газа продолжить вызов притока для очистки призабойной зоны пласта, затем закрыть трубное и межтрубное пространство скважины и следить за подъемом давления на устье.

При повышении давления на буфере до величины, достаточной для работы скважины, в системе сбора закрыть задвижки *15*, *16*, отсоединить трубопровод *18*, поставить на место его подключения заглушку и открыть задвижки *15*, *17*, направив продукцию скважины в нефтесборный коллектор *19*.

9.2.5. ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН ГАЗИРОВАННОЙ АЗОТОМ ЖИДКОСТЬЮ (ПЕНОЙ)

Технология предназначена для вызова притока нефти и газа из пласта и должна применяться для создания глубоких депрессий на пласт при плавном темпе снижения забойного давления и с целью экономии азота.

Выбор режима освоения. Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине на пену с последующим ее самоизливом, независимо от диаметров обсадной колонны и лифта, служат номограммы, приведенные на рис. 9.6.

Пользуясь номограммами, можно определить необходимую степень газификации α , объем газообразного азота V_r и максимальное устьевое (продавочное) давление $p_{y \max}$, обеспечивающие требуемое забойное давление p_z при заданных глубине скважины H и плотности жидкости в скважине $\rho_{ж} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Необходимый объем газообразного азота определяется из равенства

$$V_r = |V_r| V_c, \quad (9.10)$$

где $|V_r|$ – относительный объем газообразного азота, который определяется по номограмме; V_c – объем пространства скважины, в которое производится нагнетание пены, м^3 .

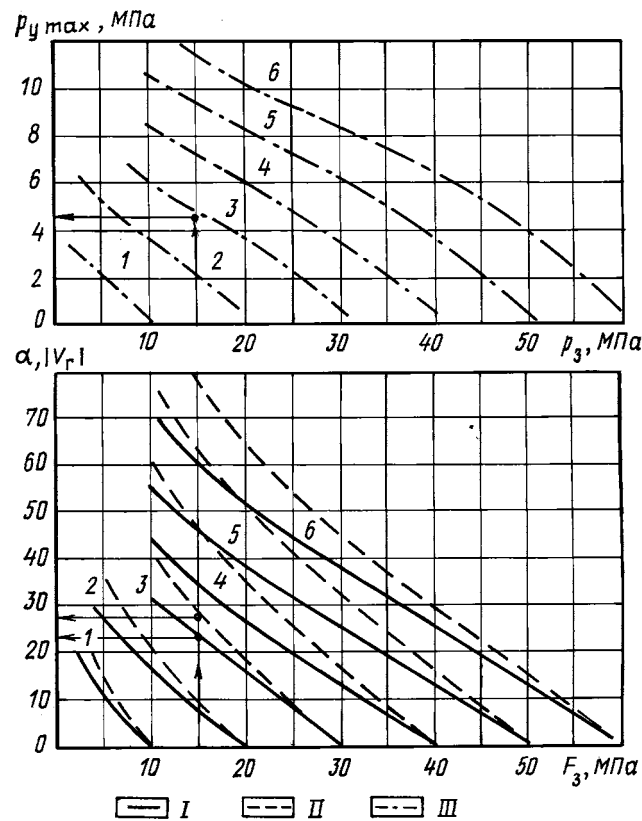


Рис. 9.6. Номограммы для расчета процесса вызова притока из пласта с применением пены с последующим ее самоизливом из скважины ($\rho_{ж} = 1000 \text{ кг/м}^3$): I – относительный объем газа $|V_r|$; II – степень газификации α ; III – максимальное устьевое давление $p_{y \max}$; 1, 2, 3, 4, 5, 6 – глубина осваиваемой скважины соответственно 1000, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000 м; p_z – забойное давление; α , $|V_r|$ – безразмерные величины

Требуемый объем пенообразующей жидкости определяется по зависимости

$$V_{\text{ж}} = |V_{\text{г}}| V_t / \alpha, \quad (9.11)$$

где $|V_{\text{г}}|$, α — известны из номограммы (см. рис. 9.6).

Например, при $H = 3000$ м, $\rho_{\text{ж}} = 1000$ кг/м³ и $p_3 = 15,0$ МПа значения α , $p_{\text{у max}}$, $|V_{\text{г}}|$ соответственно составляют 28; 4,8 МПа и 22.

Отсюда согласно формулам (9.10) и (9.11):

$$V_{\text{г}} = 22V_{\text{с}} \text{ (нм}^3\text{)}; V_{\text{ж}} = 22V_{\text{с}}/28 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине пеной с ее самоизливом и последующим "осушением" скважины газообразным азотом, независимо от диаметра колонны и лифта, служат номограммы, приведенные на рис. 9.7 и 9.8.

Пользуясь номограммами, можно определить требуемый (минимальный) объем газа $V_{\text{г}}$, в том числе для приготовления пены $V_{\text{п.ж}}$, необходимую степень газификации α и максимальное продавочное давление на устье $p_{\text{у max}}$, обеспечивающие забойное давление p_3 при заданных глубине скважины H ,

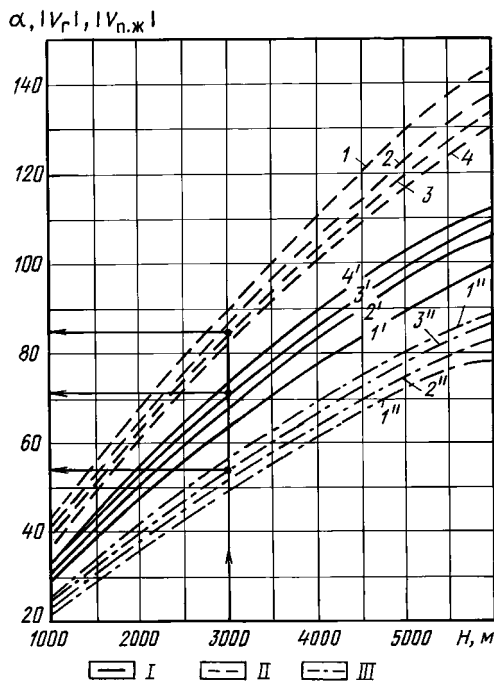


Рис. 9.7. Номограмма для расчета процесса вызова притока из пласта пеной с самоизливом и последующим осушением скважины газообразным азотом:

I — минимально необходимый относительный объем газа $|V_{\text{г}}|$; *II* — степень газификации α ; *III* — относительный объем газа для приготовления пены $|V_{\text{п.ж}}|$; 1 (1', 1''), 2 (2', 2''), 3 (3', 3''), 4 (4', 4'') — плотности жидкости в скважине соответственно 800, 900, 1000, 1100 кг/см³; α , $|V_{\text{г}}|$, $|V_{\text{п.ж}}|$ — безразмерные величины

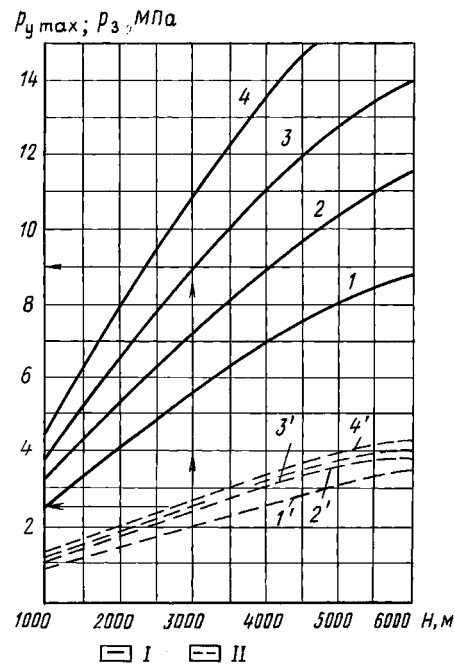


Рис. 9.8. Номограммы для расчета процесса вызова притока из пласта пеной с ее самоизливом и последующим осушением скважины газообразным азотом:

I — максимальное устьевое давление $p_{\text{у max}}$; *II* — забойное давление p_3 ; 1 (1'), 2 (2'), 3 (3'), 4 (4') — плотности жидкости в скважине соответственно 800, 900, 1000, 1100 кг/м³

плотности жидкости в скважине $\rho_{\text{ж}}$ и условии минимизации объема используемого азота ввиду ограниченных возможностей азотных установок по запасу жидкого азота.

Объем пенообразующей жидкости определяется из уравнения

$$V_{\text{ж}} = |V_{\text{ж}}| V_{\text{с}} / \alpha, \quad (9.12)$$

где значения $|V_{\text{ж}}|$, α известны из номограммы (см. рис. 9.7).

После оборудования устья приступить к промывке скважины пеной. Открыть задвижки 12, 18, 19, 22, закрыть задвижки 20, 21, 24, 25 (см. рис. 9.3). С помощью цементировочного агрегата 6 и азотных газификационных установок произвести приготовление и нагнетание газированной жидкости (пены) в межтрубное пространство скважины по нагнетательной линии 15, обвязанной с фонтанной арматурой.

Требуемая степень газификации α достигается за счет регулирования подачи пенообразующей жидкости в смеситель 14 с помощью делителя расхода жидкости 8 при неизменном расходе газа, также подаваемого в смеситель 14.

Например, изменение расхода пенообразующей жидкости от 1 до 4 л/с при постоянной подаче азота 200 л/с, что соответствует одновременной работе двух установок АГУ-8К, обеспечивает регулирование α от 50 до 200.

Пенообразующая жидкость подается агрегатом 6 в смеситель 14 через делитель расхода 8, фильтр 10 и обратный клапан 4. Азот подается в смеситель 14 по газовым линиям 3 через обратные клапаны 4.

Заданный расход пенообразующей жидкости обеспечивается путем поддержания постоянным определенным перепада давления на штуцере 13 посредством регулирования степени открытия вентиля (вентилей) делителя расхода 8.

Контроль за перепадом давления на штуцере 13 осуществляется по манометрам 11, 31, а за расходом жидкости – по изменению ее уровня в емкости насосного агрегата 6, куда сбрасывается избыток жидкости по линии 7.

Регулирование соотношения подаваемых в скважины количеств азота и жидкости следует осуществлять таким образом, чтобы исключалось образование газовых пробок в скважине и резкое колебание давления при нагнетании смеси в скважину.

Вытесняемая газированной жидкостью (пенной) и выходящая из скважины жидкость по выкидной линии 26 поступает в накопительную емкость 28.

Контроль за процессом закачивания газированной азотом жидкости (пены) следует вести по показаниям манометров 11, 31, 16, манометров на щитах управления газификационных установок 1 и на насосе цементировочного агрегата 6.

По мере нагнетания газированной азотом жидкости (пены) в скважину давление в затрубном пространстве повышается вплоть до момента прорыва пены через башмак лифта, после чего оно начинает уменьшаться.

После первого прохождения пены через башмак лифта необходимо уменьшить подачу пенообразующей жидкости и вести промывку скважины при повышенной степени газификации или приступить к осушению скважины газообразным азотом.

При использовании аэратора или тройника в качестве смесителя давление пенообразующей жидкости, подаваемой в смеситель 14 насосным агрегатом 6 (см. рис. 9.3), не должно превышать предельно максимального дав-

ления, развиваемого азотной газификационной установкой 1, с учетом прочности эксплуатационной колонны и устьевого арматуры.

Если это условие не выполняется, то следует вместо аэратора использовать эжектор.

Для обеспечения устойчивой работы эжектора в процессе нагнетания пены необходимо поддерживать давление жидкости на входе в сопло эжектора не менее чем в 1,5–2 раза выше давления, получаемого на выходе эжектора или на устье скважины.

Давление газа на выкиде азотных установок в процессе нагнетания газированной жидкости (пены) должно постепенно возрастать. В случае повышения давления газа до величины, максимально допустимой для АГУ-8К или эксплуатационной колонны, следует кратковременно, на 2–3 мин, остановить подачу газообразного азота, продолжая закачивание жидкости насосным агрегатом для снижения давления нагнетания.

После окончания промывки скважины пеной закрыть задвижку 18, открыть задвижку 24 и осуществить в течение не менее 1,5 ч самоизлив пены одновременно из трубного и межтрубного пространств скважины по трубопроводу 26 в накопительную емкость 28.

При отсутствии признаков притока нефти и газа после самоизлива пены в течение первых 1,5 ч необходимо продолжить самоизлив до его окончания. При отсутствии притока также следует поставить скважину на ожидание притока на период до 48 ч с прослеживанием уровня в скважине.

При наличии притока нефти и газа закрыть задвижки 22, 24, отсоединить трубопровод 26, установить на место его подключения заглушку и открыть задвижки 22, 25, направив продукцию скважины в нефтесборный коллектор 27.

Величина создаваемой депрессии на забое не должна превышать предельно допустимых значений, определяемых геолого-техническими условиями и расчетом на прочность обсадной колонны на смятие наружным давлением.

9.2.6. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН АЗОТОМ

Для решения практических задач по выбору рациональной технологии освоения скважин проведены измерения затрубного, буферного и забойного давлений при освоении азотом ряда скважин.

Характерным для условий Прикарпатья является освоение скв. 615 Битковского месторождения (рис. 9.9). Данные об изменении перепадов давления при освоении представлены в табл. 9.3, а сведения о технологии освоения скважины – в табл. 9.4.

Скв. 615 вскрыла фильтром менилитовые отложения на глубине 2962–3100 м. Дополнительно в интервале 2913–2825 м пласт вскрыт ПКС-105.

Глубинный манометр был опущен на глубину 2835 м, что на 7 м ниже башмака лифта, поэтому $p_6 = p_m$. Пластовое давление на глубине 2810 м составляло 22,4 МПа.

При давлении в затрубном пространстве 14,0 МПа (до начала освоения) забойное давление у башмака труб составляло 22,4 МПа, т.е. практически соответствовало пластовому давлению. Расчетное давление у башмака на глубине спуска лифта равнялось 17,0 МПа. Высота столба нефти в затрубном пространстве достигала 640 м. В этих условиях начали нагнетать в скважину азот с расходом 5,3 м³/мин и нефть с расходом 10–13 л/мин

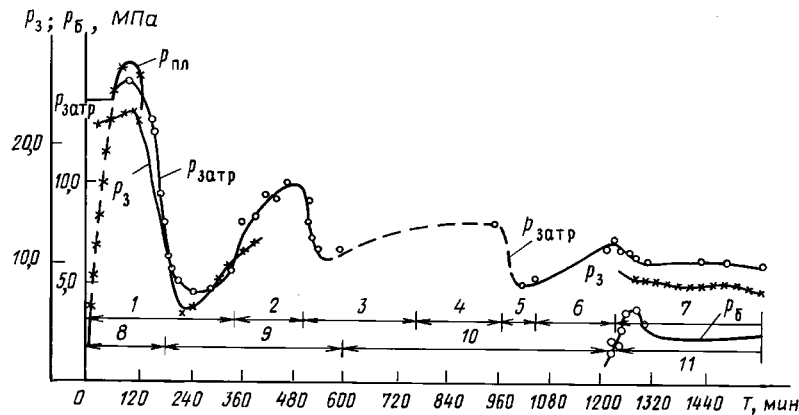


Рис. 9.9. Изменение давлений при освоении скв. 615 Битковского месторождения азотом (закачка в затрубное пространство):

p_6 , $p_{затр}$, p_3 – соответственно буферное, затрубное и забойное давления, МПа; $p_{пл}$ – давление в линии нагнетания азота длиной около 1,3 км; 1 – накопление давления, выброс и работа скважины; 2 – слабый выход азота после пролета, вторичное накопление давления азота в затрубном пространстве; 3 – выброс и работа; 4, 6 – слабый выход газа, естественное накопление давления в затрубном пространстве за счет притока из пласта; 5, 7 – выброс и работа скважины; 8 – нагнетание азотно-нефтяной смеси в соотношении 400:1 в течение 150 мин; 9, 11 – нагнетание азота с расходом 5,3 м³/мин; 10 – естественное накопление и выбросы при закрытом затрубном пространстве и открытом лифте (всего закачено в затрубное пространство 2 м³ нефти и 3000 м³)

(закачено 2 м³ нефти). Примерно через 1 ч от начала закачки нагнетательная линия длиной 1,3 км была заполнена азотом, давления в затрубном пространстве и линии выровнялись (14,0 МПа), а затем началось увеличение давления в затрубном пространстве до 15,0 МПа. При $p_6 = 22,4$ МПа начался пролет газа через башмак лифта. Последующие 4 ч происходил выброс жидкости и газа через 8-мм штуцер, сопровождавшийся снижением $p_{затр}$ до 4,7 МПа и p_6 до 6,0 МПа.

Сопоставляя данные об изменении давлений (см. рис. 9.9 и табл. 9.3), можно судить о процессах, происходящих в стволе скважины при освоении. Так, при первом выбросе произошло резкое снижение противодавления на пласт ($\Delta p_2 = 16,4$ МПа), вызвавшее активный приток в скважину. Вследствие этого на 330 мин с начала освоения скважина перестала подавать продукцию на поверхность. Одновременно наблюдался активный приток жидкости в ствол скважины (270–300 мин), а далее происходило перераспределение жидкости в лифте и в затрубном пространстве (330–360 мин). Это видно по изменению перепада замеряемого и расчетного давлений у башмака (см. табл. 9.3). Расчетная величина гидрозатвора, образованного столбом нефти в затрубном пространстве в конце первого выброса, составила приблизительно 260 м.

Высота столба в затрубном пространстве (м).

$$h = 10^6 (p_6 - p'_6) / \rho_{ж} g, \quad (9.13)$$

где p_6 , p'_6 – измеренное и расчетное по (9.5) давления у башмака; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; g – ускорение свободного падения, м/с².

Таблица 9.3

Параметры освоения скв. 615 Битковского месторождения

Время с начала процесса, мин	Состояние скважины	Измеренное давление, МПа		Расчетное p'_6 по зависимости (9.5)	$\Delta p_1 = p'_6 - p_6$	Депрессия на пласт $\Delta p_2 = p_{пл} - p_6$, МПа	
		p_6	$p_{затр}$			по замеру	по расчету
30	До освоения	22,4	14,0	177,0	0,1	0	0
220	Первый выброс	6,0	4,7	6,2	-0,2	16,4	16,1
240	То же	6,0	4,5	6,0	0	16,4	16,4
270	"	7,0	4,6	6,2	0,8	15,4	16,2
300	"	8,6	4,8	6,4	22	13,8	16,0
330	Накопление	9,8	6,0	8,0	1,8	12,6	14,4
360	То же	11,0	7,2	9,6	1,4	11,4	12,8
540	Второй выброс	-	6,3	8,5	-	-	13,9
570	То же	-	6,0	8,2	-	-	14,2
1020	Третий выброс	-	4,7	6,3	-	-	16,1
1050	То же	-	5,0	6,7	-	-	15,7
1290	Четвертый выброс и работа скважины	8,5	6,1	8,2	0,3	13,9	14,2
1320		8,6	6,0	8,1	0,4	13,8	14,3
1380		8,0	6,0	8,0	0	14,4	14,4
1500		8,1	6,0	8,1	0	14,3	14,3

Для продавливания столь мощного гидрозатвора при втором выбросе опять пришлось "накопить" в затрубном пространстве 10 МПа, что произошло только через 3 ч после окончания первого выброса. При втором выбросе, характеризующемся снижением $p_{затр}$ до 6 МПа и p_6 до 8,3 МПа, достигнута несколько меньшая депрессия на пласт ($\Delta p_2 = 14,4$ МПа). После второго выброса закачка азота была приостановлена. В это время произошло еще два цикла накопления и выброса, но уже за счет естественной пластовой энергии. При третьем выбросе максимальное значение $p_{затр}$ составляло 8 МПа, а при пролете оно снизилось до 4,8 МПа. При четвертом выбросе значение $p_{затр}$ было равно 7 МПа и снизилось до 6 МПа. Далее скважина фонтанировала еще 5 ч при одновременной подпитке азотом.

Отметим, что в процессе четвертого выброса и при работе скважины, когда режим работы пласта и подъемника был близок к установившемуся, различия между замеренным и расчетным давлениями у башмака практически не наблюдается (см. табл. 9.3).

Скв. 615 была освоена только после трехкратного полного (до башмака лифта) снижения уровня азотом и промежуточного дренирования сжатым газом из промысловой сети высокого давления.

Как видно из приведенных данных, освоение скважины путем закачки азота в затрубное пространство характеризуется большими изменениями давления на забой (> 10 МПа), нерациональным расходом газа в конце выброса и удлинением срока освоения ввиду необходимости повторного повышения давления для последующих выбросов при втором пролете и т.д. До момента создания депрессии на пласт и отбора первых порций жидкости из него при первом пролете обычно задерживается длительное время, что обусловлено большим объемом затрубного пространства. Это в некоторых случаях недопустимо, например при необходимости немедленного удаления отреагированной кислоты в процессе кислотной обработки.

Время, требуемое для начала отбора пластовой жидкости, может быть

Таблица 9.4

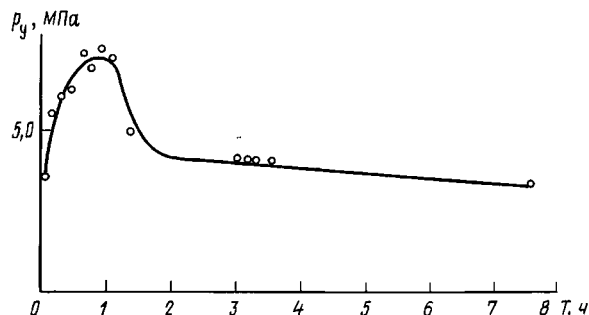
Данные освоения скважин азотом

Номер скважины	Вскрытый интервал, м	Глубина спуска лифта, м	Затрубное давление до освоения, МПа	Расход азота, м ³ /мин	Объем закачанного азота, тыс. м ³	Место закачки азота	Давление в начале пролета, МПа	Длительность работы установок/в том числе до первого пролета, ч	Закачанная жидкость при аэрации		Режим работы скважины после освоения		
									Тип	Количество	Диаметр штуцера, мм	Дебит нефти, т/сут	Газовый фактор, м ³ /т
616	2515–2810	2711*	4,8	12	4,5	Затрубное пространство	17,2	6,2/6,2	–	–	Фонтанировала периодически, затем заглохла		
615	2825–3100	1816* 1011**	14,0	6	5,04	То же	15,0	14/0,7	Нефть	2	8	2,2	1828
303	3050–3020	3021,9*	1,8	12	7,0	"	17,8	10,4/10,4	"	5	6	5	275
534	1825–2037	239,6** 157,3*	0	12	4,2	Лифт	7,5	8	Дизтопливо	5	6	3,3	2616
582	2258–2325	817* 1205**	2,0	12	3,5	"	13,0	5	–	–	6	1	900
554	1993–2265	1994*	8,6	12	3,0	Затрубное пространство	9,2	4/4	–	–	13	5	2080
643	2543–2716	2498,3*	11,5	12	3,2	То же	14,9	4,5/3,5	–	–	После пролета скважина заглохла		
472	2191–2056	2096*	10,4	6	4,2	"	13,4	6/6	–	–	8	3,7	9218
648	1893–1764,1	1567,5*	3,0	12	3,6	Лифт	13,0	5	–	–	8	2,5	2220
562	2234–2334	2060,6*	0,9	12	2,8	Затрубное пространство	12,0	4/4	–	–	После пролета скважина заглохла		
562	2234–2334	2060,6*	2,0	6	2,5	Лифт	9,0	7	–	–	10	4	3100
21МД	2810–2814	2800*	3,0	12	1,6	"	7,0	2,2/0,25	Вода	14	Скважина закрыта, ожидает подключения к выкидной линии $p_6 = 2$ МПа; $p_{пл} = 21,5$ МПа		
17М	4480–4500	21/2–4470*	0	12	7,0	"	20,0	9,5/1,5	"	15	Скважина после 4-го пролета проработала 4 ч, затем заглохла		

* Диаметр лифта 63,5 мм.

** Диаметр лифта 50,8 мм.

Рис. 9.10. Изменение устьевого давления при освоении скв. 534 Битковского месторождения азотом (закачка в лифт)



существенно сокращено, если азот закачивать в лифт. При этом также снижается амплитуда колебаний давления, сокращается непроизводительный расход газа и может быть снижено начальное пусковое давление (например, за счет стравливания газа, накопившегося в затрубном пространстве).

В этом отношении интересен опыт освоения скв. 582, где через 1,6 ч после начала закачки азота в лифт с расходом $12 \text{ м}^3/\text{мин}$ давление увеличилось до 13 МПа, а затем начало плавно снижаться. Через 4 ч после прорыва газа через башмак лифта буферное давление снизилось до 4,1 МПа, а затрубное при работе на амбар – до 12 МПа. Скважина начала фонтанировать. Подобное плавное снижение давления наблюдалось в скв. 534 (рис. 9.10).

Перед освоением скв. 17 площади Монастырище глинистый раствор заменили на воду. Затем в 63,5-мм лифт, спущенный до глубины 4470 м, закачивали двумя АГУ-8К азотно-водяную смесь при степени аэрации 1:60.

Через 1,5 ч от начала закачки при давлении нагнетания 11,0 МПа начался выброс газированной жидкости из затрубного пространства. Давление нагнетания снизилось до 7,5 МПа. Далее перешли на нагнетание в лифт только азота с расходом $12 \text{ м}^3/\text{мин}$. При этом наблюдалось трехкратное повышение давления нагнетания до 18–20 МПа и снижение его на 5–3 МПа. После закачки 6800 м^3 азота скважина периодически выбрасывала нефть, однако устойчиво не фонтанировала. Периоды нагнетания газа до очередных выбросов жидкости составляли 1,5–2 ч, а длительность выбросов – 20–60 мин.

Таким образом, путем закачки азота в лифт удастся снизить колебания забойного давления при освоении и уменьшить непроизводительные потери энергии при пролетах газа через башмак лифта. Измерение колебаний давления на устье скважины и у башмака лифта при освоении дает возможность оценить положение уровней в стволе скважины на различных этапах процесса, полнее описать его и совершенствовать технологию работ.

9.2.7. ОПЫТ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН АЗОТОМ

Первая опытная работа по продувке сжатым азотом выполнена 5 августа 1970 г. в скв. 502 Битковского месторождения при глубине спуска лифта 1650 м. В затрубное пространство скважины, заполненное нефтью, между 146-мм колонной и 50,8-мм лифтом закачивали газифицированный азот. Через 7 ч при давлении 11,5 МПа произошел пролет газа. После закачки 3 м^3 нефти скважина начала фонтанировать.

В объединении "Укрнефть" выполнено более 300 скважино-операций по освоению. Сведения о наиболее характерных процессах приведены в табл.

9.4. Работы проводили в скважинах с глубиной спуска лифта 1800–4470 м путем нагнетания азота в лифт или в затрубное пространство. До начала освоения скважины были заполнены нефтью или водой. В затрубном пространстве до закачки азота обычно давление газа составляло до 3 МПа, а в ряде случаев до 10 МПа за счет притока из пласта или нагнетания по системе газлифта. При нагнетании чистого азота в лифт длительность освоения обычно не превышала 5–8 ч. Если закачка велась в затрубное пространство, то только для достижения первого пролета требуется в данных условиях приблизительно 10 ч.

Для снижения пускового давления и ускорения процесса на отдельных этапах применяли метод аэрации. При этом в скважины (534Б, 303Б, 21МД, 17М и др.) закачивали 2–15 м³ жидкости (дизтоплива, нефти, воды) при степени аэрации 1:60 – 1:480. Аэрацию осуществляли на начальном этапе до пролета через башмак лифта, а после снижения давления нагнетания переходили на закачку чистого азота.

Как правило, везде было достигнуто снижение уровня в соответствии с планом работ. Только в некоторых случаях (пять скважино-операций) освоение было прекращено ввиду пропусков в лифте или выхода из строя установок.

Иногда неудачи обуславливались неправильным выбором технологии (скв. 630, 643), когда величина давления 22 МПа была недостаточной для продавки азота через башмак лифта. В ряде случаев, если запас жидкого азота в емкостях был небольшим, около 6 м³ (а закачка велась в затрубное пространство – скв. 308, 562, 577) газообразного азота было достаточно лишь для первого пролета, после которого скважина прекращала работу ввиду образования гидрозатвора. Так, скв. 562 была освоена после повторной закачки азота в лифт (см. табл. 9.4). На некоторых скважинах, принятых из бурения (скв. 564Б, 643Б, 616Б), многократно (2–5 раз) применяли снижение уровня азотом, однако ввиду отсутствия условий для фонтанирования, в основном из-за слабого погружения подъемника, они были пущены в работу только после установки станка-качалки и спуска глубинного насоса.

Учитывая опыт освоения скважин азотом, необходимо иметь в виду, что успешность процесса обеспечивается только при условии правильного выбора технологии снижения уровня и при обеспечении условий для фонтанирования.

9.2.8. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН АЗОТОМ

Проектируя технологию освоения скважин азотом, исходят из необходимости осуществления процесса в сжатые сроки с использованием наименьшего количества газа.

В литературе по нефтепромысловому делу при рассмотрении процесса освоения скважин, заполненных жидкостью до устья, рекомендуется осуществлять нагнетание газа (воздуха) в затрубное пространство. Однако в зависимости от выбора метода нагнетания значительно изменяются требуемый объем газа и длительность освоения.

Соотношение объемов газа при закачке в затрубное пространство или в лифт выразится в следующем виде:

$$V_{03} = \frac{D^2 - d^2}{d_0^2} V_{01}. \quad (9.14)$$

Для 146-мм колонны и 63,5-мм лифта V_{03} примерно в 3 раза больше V_{01} , соответственно длительность закачки до прорыва газа через башмак лифта возрастает примерно в 3 раза. Темп снижения противодавления на пласт изменяется в еще большей степени, так как в затрубном пространстве до пролета аккумулируется большая энергия, чем в лифте. После прорыва газа через башмак лифта при закачке в затрубное пространство происходит быстрое (за 1–2 ч) снижение давления в скважине и при большой депрессии в нее устремляется жидкость из призабойной зоны. Создается гидрозатвор в нижней части ствола скважины, для продавки которого требуется повторное, хотя несколько меньшее, чем при первом пролете, повышение давления в затрубном пространстве (см. рис. 9.9). При первом пролете газа большая часть энергии, накопленная в затрубном пространстве, расходуется бесполезно.

Таким образом, при освоении скважины путем закачки газа в затрубное пространство увеличиваются длительность процесса и требуемое количество газа, создается резкая депрессия на пласт. При закачке азота в лифт, как показывают расчеты и опыт освоения, значительно сокращается длительность закачки до пролета газа и резко уменьшается темп снижения давления на пласт.

Иногда возникает необходимость снижения уровня в скважине путем закачки азота в затрубное пространство, например, для обеспечения глубокого снижения уровня по техническим причинам (в нижней части лифта находится плунжер или поршень) и т.д.

Ниже изложен способ сокращения времени процесса, экономии азота и уменьшения амплитуды колебаний давления на пласт при освоении скважины путем закачки газа в затрубное пространство. Сущность способа заключается в том, что в определенный момент после прорыва газа через башмак лифта к устью скважину закрывают. Именно за счет этого достигается экономия расхода энергии газа, накопившейся в затрубном пространстве, и уменьшение амплитуды колебаний давления на пласт. При выбросе желательно, чтобы скважина работала в амбар или в отдельную емкость с минимальным противодавлением в линии. Тогда обеспечиваются наибольшие перепад давления между устьем и башмаком лифта и большая скорость движения столба жидкости вверх. Отметим, что при турбулентном режиме движения достигается максимальная полнота выноса жидкости на поверхность.

Для применения предлагаемого способа необходимо определить момент закрытия скважины в конце выброса и длительность закрытия на приток из пласта. Закрытие скважины осуществляют при снижении содержания жидкости в выносимой смеси. Это можно отметить, например, по снижению давления перед штуцерной камерой в полости лифта.

Длительность выдержки на накопление определим из предположения, что приток из пласта происходит по линейному закону фильтрации при постоянном коэффициенте продуктивности K и средней депрессии Δp . Таким образом:

$$Q = K \Delta p = K(p_{пл} - p_3), \quad (9.15)$$

где Q – дебит скважины, м³/сут.

Принимаем $p_{6,ср} = p_3$ и тогда

$$p_{6.ср} = (p_{6.н} - p_{6.к}) / 2, \quad (9.16)$$

где $p_{6.н}$, $p_{6.к}$ – давление у башмака в начале и в конце накопления, МПа.

Выброс жидкости из скважины может быть осуществлен за счет энергии газа из затрубного пространства при соблюдении условия

$$p_{6.к} \geq h_{л} \rho_{ж} g \cdot 10^{-6}, \quad (9.17)$$

где $h_{л}$ – высота столба жидкости, поступившей на забой скважины, м; $\rho_{ж}$ – плотность, кг/м³.

Дебит скважины, ч, за время T определим из (9.15)

$$Q = K \Delta p \frac{T}{24}, \quad (9.18)$$

а высоту столба жидкости в лифте, при условии вытеснения туда всей жидкости, поступившей в скважину,

$$h_{л} = \frac{Q}{S} = \frac{K \Delta p}{S} \frac{T}{24}. \quad (9.19)$$

Подставив (9.19) в (9.17), определим T при $\rho_{ж} = 1000$ кг/м³ и площади поперечного сечения 63,5-мм лифта, равной $S = 0,003$ м²:

$$T \leq 7,2 \frac{p_{6.к}}{K \Delta p}. \quad (9.20)$$

В зависимости (9.20) величину $p_{6.к}$ определим по (9.17), а величину коэффициента продуктивности берем по данным предыдущей эксплуатации скважины или по аналогии с другими скважинами месторождения.

Так, для условий Прикарпатья в глубоких скважинах, характеризующихся низким коэффициентом продуктивности и большими депрессиями, ориентировочно можно при втором выбросе принять $\Delta p = 12$ МПа, $K = 2$ м³/(МПа·сут), $p_6 = 12$ МПа, тогда $T \leq 3,6$ ч. При третьем выбросе, приняв $\Delta p = 14$, МПа, $p_6 = 8$ МПа, найдем $T \leq 2$ ч и т.д. Таким образом, используя данные об изменении затрубного давления при освоении, можно ориентировочно рассчитать периоды накопления. Из зависимости (9.20) видно, что с повышением давления у башмака ухудшаются условия притока и возрастает длительность накопления, однако условия выброса улучшаются. С увеличением коэффициента продуктивности продолжительность накопления сокращается обратно пропорционально его величине, поэтому способ найдет большее применение при низких значениях коэффициента продуктивности скважин.

При выборе канала для закачки аэрированных жидкостей исходят из тех же соображений, что и при закачке газа. Для сокращения длительности целесообразно вести закачку в лифт, а для углубления депрессии – в затрубное пространство.

Для улучшения условий движения смеси и газа по лифту или по затрубному пространству при аэрации желательно добавлять вещества – пенообразователи и стабилизаторы – в соответствии с рекомендациями работ по созданию воздушно-жидкостных пен. При этом могут быть использованы все преимущества пен перед воздушно-жидкостными системами.

Применение аэрированных жидкостей и смесей, особенно пен, позволяет значительно снизить пульсацию давления на пласт при освоении по сравнению с продувкой скважин газом.

С целью снижения объема расходуемого азота для освоения скважин и уменьшения объема жидкости, необходимой для образования аэрированных систем, целесообразно комбинировать оба способа. При этом исходят из того, что требуемый объем газа для освоения скважины зависит от объемов затрубного пространства и подъемных труб и значений пластового давления и давления у башмака лифта.

Например, используя для заполнения нижней части затрубного пространства аэрированную смесь, получают следующие результаты: во-первых, увеличивается удельный вес смеси, за счет чего уравнивается часть веса столба в лифте, и поэтому давление в затрубном пространстве снижается; во-вторых, уменьшается объем нижней части затрубного пространства, где имеется наивысшее давление.

Так, при заполнении аэрированной смесью (степень аэрации 1:100) нижней половины объема затрубного пространства скважины уменьшают объем азота, необходимый для заполнения полости затрубного пространства к моменту прорыва через башмак лифта, от 6000 до 3000 м³. Ввиду наличия больших резервов повышения производительности при небольших затратах мощности применение азотных газификационных установок для освоения скважин очень перспективно.

9.3. ОБРАБОТКА СКВАЖИНЫ СМЕСЬЮ КИСЛОТНОГО РАСТВОРА С АЗОТОМ И ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ

В нефтяной промышленности в последние годы успешно начали применять азот для увеличения эффективности кислотных обработок, несмотря на удорожание процесса примерно в 2 раза. Это объясняется увеличением эффективности кислотных обработок в присутствии азота, которое отмечается повсеместно. После обработки дебиты нефти возрастают обычно в 2–4 раза.

Для обработки скважин применяют газированную азотом кислоту – азотнокислотную смесь (АКС) – при содержании азота 50–700 м³/м³. Скорость закачки кислотных растворов составляет 0,1–0,3 м³/мин при давлении нагнетания до 40 МПа. Преимущества воздействия АКС связаны с движением смеси в основном по порам наибольшего диаметра. Это было также показано при изучении керна после воздействия АКС методами ртутной порометрии. При нагнетании кислоты с газовой фазой в насыщенную жидкостью пористую среду несмачиваемая фаза (газ) движется по центральной части поровых каналов с опережением, так как скорость движения газа за счет его низкой вязкости значительно выше скорости движения кислоты. Прохождение нагнетаемой смеси через расширения и пережимы пор, частое изменение направления движения, связанное с извилистостью поровых каналов, способствует турбулизации потока. При этом возникают условия для увлечения кислоты в сфере движения газа по наибольшим поровым каналам и для выборочного разложения участков поровой среды кислотным раствором, в результате чего формируются проникающие зоны значительного растворения цементирующего вещества. Нейтрализация кислоты, естественно, происходит по пути ее движения с газом в порах наибольших размеров, т.е. там, где это может дать наибольший прирост проницаемости. С другой стороны, турбулизация потока вызывает улучшение доставки активной кислоты в зоне движения к стенкам поровых каналов, включая и

контакты обломочных зерен. Это способствует более полному растворению глинистого цемента, разуплотнению обломочного скелета и открывает новые пути сообщения пор.

Обобщив результаты ранее выполненных лабораторных исследований и промысловых работ, можно сделать вывод, что преимущества обработки пластов кислотными растворами в смеси с газообразным азотом достигаются в основном за счет быстрого и более полного извлечения из обработанной части пласта отработанного кислотного раствора, продуктов реакции и продавочных жидкостей, рационального использования химической активности кислотного раствора в поровом пространстве с точки зрения максимального увеличения проницаемости пласта, более глубокого проникновения активного кислотного раствора, роста плотности пор и числа соединяющих каналов, в результате чего предотвращается образование в прискважинной части пласта жидкостных барьеров.

Рассмотрим характеристику коллекторов в аспекте применения кислотного воздействия для увеличения проницаемости пород в призабойной зоне скважины.

Нефтегазовые залежи Прикарпатья характеризуются низкопроницаемыми, слабокарбонатными песчано-алевритовыми коллекторами. Один из основных способов воздействия на разрабатываемые залежи – кислотная обработка.

Коллекторами нефти и газа на месторождениях Прикарпатья являются песчаники и алевриты эоценового и олигоценного возраста. Основной породобразующий минерал – кварц составляет 70–95 % породы, встречается глауконит – до 5–20 %. Содержание цемента колеблется от 3 до 30 %. Цементы глинистые, карбонатные или смешанные.

Кластические породы, обладающие одинаковыми химическим и гранулометрическим составом, окатанностью зерен, глинистостью, карбонатностью и другими сходными свойствами, характеризуются различной степенью уплотнения – от слабо- до сильноуплотненных. Отличительными признаками являются устанавливаемые под микроскопом различия в плотности упаковок зерен, характере и протяженности контактов между зернами, строении порового пространства. В слабоуплотненных кварцевых мелкозернистых песчаниках с открытой пористостью 15–20 % и проницаемостью до сотых долей квадратного микрометра отмечаются хорошо разветвленные поры трех-, четырех- и пятизернового сечений. Эти коллекторы приурочены к присводовым частям складок на глубине 2200–3200 м и распространены в эоценовых залежах Долинского и Северо-Долинского месторождений.

Песчаники такого же состава, но значительно более уплотненные, характерны для менилитовых залежей (глубина 1600–4500 м) Долинского, Струтынского месторождений и др. В песчаных коллекторах этих месторождений резко преобладают плохо сообщающиеся поры трехзернового сечения (80–95 %). При этом пористость и проницаемость снижаются до минимальных значений – соответственно 10–5 %, тысячные – десятитысячные доли квадратного микрометра.

Промышленные коллекторы рассматриваемых залежей отличаются невысокой карбонатностью (2–15 %) при средних значениях для различных залежей от 1,0 до 5,7 %. Около 30 % обследованных образцов (объем выборки 600 образцов) составляют некарбонатные коллекторы.

Установление наличия низкокарбонатных продуктивных коллекторов с различной степенью уплотнения явилось основой, на базе которой опреде-

лился подход к выбору рецептуры кислотных растворов для обработки скважин.

Нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) приурочена к коллекторам с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость 4–12 %, проницаемость $(0,5\div 140)10^{-3}$ мкм²). К ним относятся верхневизейские, намюрские и нижнекарбоновые толщи. Характерный пример указанных отложений – коллекторы нижнего карбона Глинско-Розбышевского и Чижевского месторождений, залегающие на глубине 3200–4000 м. Они представлены полимиктовыми песчаниками и в меньшей мере алевролитами, состоят из кварца, полевых шпатов, слюдисто-глинистых пород, кварцитов и гранитов. Среди обломочного материала преобладают глинистые и слюдисто-глинистые разности. Содержание цемента изменяется от 1 до 20 %, состав смешанный – карбонатно-глинистый и глинисто-карбонатный.

Размер пор в шлифах 0,01–0,12 мм. Ухудшение коллекторских свойств происходит за счет увеличения количества цемента, а также уплотнения обломочных зерен кварца, с возникновением бесцементных участков, в которых зерна скреплены в результате регенерации и вдавливания. Существенный фактор в изменении фильтрационных свойств – соотношение кварцевых зерен и обломков глинистых пород: участки, сложенные глинистыми обломками, менее проницаемы из-за деформирования глинистых обломков до состояния цементирующего материала.

9.3.1. ИССЛЕДОВАНИЕ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ДОБАВЛЕНИЕМ ГАЗА. ОСОБЕННОСТИ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПОРОВЫХ СЛАБОКАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

При выборе рецептуры и проектировании технологии кислотного воздействия на слабокарбонатные песчаники необходимо решать задачи повышения и сохранения увеличенной проницаемости скелета пласта за счет расширения и очистки его пор и трещин без ощутимого нарушения прочности породы. Продукты реакции должны быть извлечены до начала вторичных реакций, приводящих к образованию осадков и закупорке порового пространства.

На результат кислотной обработки влияют пластовые условия (температура, давление, размер пор и трещин), состав пласта и насыщающих его жидкостей, рецептура раствора и другие факторы, воздействие которых оценивают путем лабораторных экспериментов по изменению проницаемости пород, подвергаемых обработке при фильтрации и выдержке в них кислотных растворов. При проведении лабораторных экспериментов приближение к пластовым условиям достигалось за счет нагрева образца породы и фильтруемой кислоты до пластовой температуры (80 °С), создания противодавления (10 МПа) на выходе из образца, подбора режима при фильтрации кислотных растворов, выдержки растворов в паровом пространстве при заданных температуре и давлении.

Разработано несколько модификаций установок с полной изоляцией металлических частей от воздействия кислоты в результате применения пластмассовых покрытий. Как показали анализы проб кислоты, отобранных после хранения ее в установке в течение 1 сут, содержание железа не превышало 0,01–0,06 %. Исследования проводили на коротких (3–4 см) или длинных (до 32 см) составных образцах пород, состоящих из набора корот-

ких кернов. До нагнетания кислоты и после него проверяли проницаемость составного образца и его частей.

Для опытов использовали типичные образцы песчаников и алевролитов эоценовых залежей Предкарпатья проницаемостью $(0,2+10)10^{-3}$ мкм², пористостью 10–16 % и карбонатностью 1–4 %. Перед кислотным воздействием образцы экстрагировали спиртобензольной смесью, высушивали, а затем насыщали под вакуумом водой (при обработке растворами, содержащими HF) или 1,5 %-ным раствором хлористого кальция (при солянокислотной обработке). Эффективность обработки оценивали по отношению значений проницаемости до обработки и после нее.

Нагнетание солянокислотных растворов через образцы проводили последовательно в два этапа. На первом этапе в образец нагнетали 0,5–0,7 объема порового пространства (1,5–2 мл кислоты), что значительно меньше, чем необходимо для выщелачивания карбонатов. Этот раствор выдерживали в порах при 80 °С и давлении 10 МПа до 52 ч и проверяли проницаемость. На втором этапе через образец нагнетали объем кислотного раствора (обычно 8–34 мл), в 1,5 раза больший расчетного, необходимого для выщелачивания всех карбонатов (V_c).

Опыты по обработке плавиковой кислотой или глиноокислотой проводили на образцах, предварительно обработанных соляной кислотой в количестве 1,5 V_c . При проведении опытов выявлено, что после их обработки 10 %-ной HCl при избытке и недостатке кислоты проницаемость соответственно увеличивается в 1,8 и 1,2 раза независимо от времени выдержки раствора в порах.

Изучали также изменение пористости и структуры порового пространства. Пористость после кислотной обработки возросла не более чем на 3 %, в среднем – на 17 % начальной ее величины. Следовательно, наблюдаемое после обработки многократное (1,7–7,2 раза) увеличение проницаемости не может быть объяснено только повышением пористости.

Структуру порового пространства изучали на порозиметре высокого давления, используя метод нагнетания ртути. Сопоставление гистограммы распределения поровых каналов сообщения указывает на увеличение их доли в области наиболее крупных пор и на уменьшение доли мелких. Содержание поровых каналов радиусом менее 0,5–1,0 мкм после кислотной обработки не изменяется. Из этого можно сделать вывод, что разложение происходит в основном в области наиболее крупных пор.

Многократное увеличение проницаемости сопровождается незначительным ростом пористости, поэтому сильное разложение глин, глауконита и других составляющих породы, вызывающее потерю прочности скелета пласта для данных пород, нецелесообразно. При глиноокислотной обработке с низким содержанием плавиковой кислоты смесью растворов 10 %-ной HCl и 1 %-ной HF проницаемость эоценовых пород возрастает многократно. Со стороны входа кислотного раствора образцы немного разрушались, но это не приводило к снижению проницаемости по сравнению с начальной, очевидно, в связи с хорошей очисткой поровых каналов от смещаемых частиц. При увеличении концентрации HF до 3–5 % образцы разрушаются и снижается их проницаемость.

Результаты опытов по глиноокислотной обработке составных образцов указывают на рост проницаемости головных кернов (от входа кислоты) в 3,2–4,6 раза при выдержке в порах кислотных растворов с низким содержанием (1–3 % HF и снижение ее для образцов – у выхода раствора из поро-

ды) до 0,5–0,8 начальной. Объемы кислотного раствора в 20 раз превышали объем пор V_n первого образца ($l = 0\div 4$ см). Соответственно через второй образец ($l = 4\div 8$ см) фильтровалась кислота в количестве $19V_n$, через третий $18V_n$ и т.д., поэтому наблюдаемое снижение проницаемости удаленных образцов нельзя объяснить уменьшением объема фильтрующейся кислоты. Здесь сказывается большая степень нейтрализации глинокислоты и насыщение ее продуктами реакции, которые накапливаются в удаленных образцах при фильтрации, а затем осаждаются даже при кратковременной выдержке в порах. В головном образце степень увеличения проницаемости в связи с растворением превалирует над возможным ее снижением, вызванным осаждением продуктов реакции кислоты в объеме его пор.

После выдержки в течение 1 ч в керне отработанной кислоты с высоким содержанием (3–5 %) HF произошла почти полная закупорка составного образца. На торце головного керна образовалась сферическая лунка диаметром 1,4 см, образовавшаяся в результате полного разложения этой части за 38 мин нагнетания кислоты. Опыты на составных образцах свидетельствуют об опасности снижения проницаемости удаленной части образца даже при кратковременной выдержке кислоты в порах (1–3 ч), увеличивающейся при росте концентрации HF. Установленная возможность значительного повышения проницаемости при обработке глинокислотой 10 %-ной HCl + 1 %-ной HF без выдержки ее в поровом пространстве позволяет рекомендовать эти рецептуры для обработки исследованных коллекторов.

Залог успешности глинокислотной обработки – немедленное удаление продуктов реакции из призабойной зоны. Опытами установлено, что степень нейтрализации HCl слабокарбонатными песчаниками уменьшается при увеличении ее объема V_c достаточно быстро. Уже второй объем V_c нейтрализуется всего на 10–20 %, а третий-пятый объем V_c – на 2–5 %. Нейтрализация первых $0,5V_c$ 10 %-ной HCl (обычно 5–16 мл) происходит в разной степени (на 45–97 %) и зависит, несомненно, от путей проникновения кислоты, степени и распределения карбонатности. Вторые $0,5V_c$ нейтрализуются уже в меньшей степени – на 40–50 %. Средняя (по четырем образцам) степень нейтрализации составляла в образцах с карбонатностью 3–8 % в последовательно взятых объемах: для первых $0,5V_c$ – 0,78; вторых $0,5V_c$ – 0,50; V_c – 0,23; $3V_c$ – 0,04 начальной кислотности соляной кислоты, равной 2,78 г·экв/л.

Объемная скорость нагнетания солянокислотных растворов составляла 0,25–0,35 мл/мин. Это означает, что через образец длиной 3–4 см кислота проходила за 5–10 мин. При нагнетании первых порций кислоты ($0,5V_c$), когда в образце на пути ее движения имелось достаточно карбонатов, нейтрализация в ряде случаев достигала более 90 %, что свидетельствует о большей скорости нейтрализации в каналах малых размеров.

Так, для полного использования растворяющей способности HCl при обработке слабокарбонизированных песчаников целесообразно продавливать ее в глубь пласта инертной жидкостью, объем которой соответствует объему кислоты. Фильтрация плавиковой кислоты через образцы длиной 3–4 см осуществлялась со скоростью 0,3–0,6 мл/мин, а время пребывания кислоты в поровом пространстве не превышало 3–8 мин.

При фильтрации 2 %-ного HF с начальной кислотностью 1,28 г·экв/л через девять образцов песчаника средняя степень нейтрализации медленно убывает от 0,9 (для $10V_n$) до 0,6 ($100V_n$). Подобную картину наблюдают и в опытах, когда применяют 4–8 %-ную HF, только в этом случае нейтрали-

ция происходит быстрее после нагнетания меньших объемов. Во всех случаях нейтрализация плавиковой кислоты превышает 50 %. Различие в степени нейтрализации по мере роста объема нагнетаемой кислоты вызвано изменением состава образца – выносом легкорастворимых соединений и, очевидно, увеличением радиуса поровых каналов.

Кроме того, специально поставлен опыт по фильтрации (при 80 °С и без противодействия) кислотных растворов через образец песчаника длиной 32 см. Сначала через образец провели нагнетание 610 мл 10 %-ной HCl до тех пор, пока остаточная кислотность на выходе из керна не повысилась до 90 % начальной величины вследствие выщелачивания растворимых компонентов в зоне проникновения. Далее нагнетали 200 мл 2 %-ной HF с отбором промежуточных проб через 20 мл. Во второй порции (по 20 мл) остаточная кислотность составила 3 %, а в последней (десятой) – 5 % начальной величины. Опыт был прекращен из-за разрушения головной части образца давлением обжима. Небольшое изменение степени нейтрализации связано, вероятно, с увеличением размеров поровых каналов, а высокая степень ее (кислота за время фильтрации находилась в образце в течение 25 мин) подтверждает результаты предыдущих опытов на коротких образцах.

При фильтрации через поровое пространство раствора 10 %-ной HCl + 1 %-ной HF с начальной кислотностью 3,36 г-экв/л степень его нейтрализации значительно меньше, чем плавиковой кислоты. Это связано с недостаточной нейтрализацией соляной кислоты после выщелачивания окислов типа RO и R_2O_3 из зоны ее проникновения.

Следовательно, скорость нейтрализации плавиковой кислоты в поровом пространстве песчаников, как и соляной, очень высока и исчисляется минутами. Для увеличения глубины проникновения активной плавиковой кислоты в пласт и, следовательно, для повышения эффективности обработки необходимо принимать меры по замедлению скорости реакции.

Исследование проникновения кислотных растворов с добавлением газовой фазы и без нее в поровое пространство. Наряду с изучением пористости и проницаемости исследовали изменение в шлифах структуры порового пространства песчаников при движении кислотных растворов и кислотных растворов в смеси с азотом (АКС). Определение вели по двум группам образцов. Обломочная часть песчаников состояла из кварца (до 70 %) и глауконита (до 5 %). Цемент пленочно-поровый, глинистый (15–20 %) и поровый кальцитовый (5–8 %). Глинистый материал представлен гидрослюдой. Карбонатность пород 4,2–8,3 %, открытая пористость 5–8 %, проницаемость $(1-5)10^{-3}$ мкм².

Кислотное воздействие с азотом и без азота проводили в два этапа. Сначала нагнетали 10 %-ную HCl в объеме, большем V_c . Затем обрабатывали породу 10 %-ной HCl + 1 %-ной HF в количестве $20V_n$ без азота и с азотом. При этом растворение глауконита и глинистого вещества осуществляется поразному. Для оценки интенсивности вторичных изменений после кислотного воздействия поровое пространство условно разделено по величине открытой пористости на три зоны, отличающиеся составом и содержанием цемента, структурно-текстурными формами и строением пор: высокопористой ($m' < 20$ %), среднепористой (10 % $< m' < 20$ %) и низкопористой ($m' < 10$ %) текстур. В результате глинокислотной обработки высокопористая и среднепористая зоны проявляют тенденцию к фронтальному распространению по более проницаемым участкам с постепенным затуханием по мере удаления от входа, теряющего активность раствора. За счет применения глинокислоты в

АКС формируются зоны в виде каналов, пронизывающие низкопористую среду с неизменным компактным строением обломочной части и цемента.

На рис. 9.11 показаны зоны вторичной текстуры после обработки образцов кислотой и АКС.

Различия в коллекторских свойствах по зонам вторичной текстуры объясняют следующим образом. В пределах высокопористой зоны степень растворения цементирующих минералов очень высока. Открытые поры составляют 80–95 % суммы свободных и заполненных цементом пустот. Глауконит растворяется практически полностью, глинистый цемент – частично. Степень растворения глинистого вещества после фильтрации глиноукислоты с азотом значительно выше, чем без него, – на 80–90 и 40–50 % соответственно. Уничтожение цементирующих минералов ведет к разуплотнению кварцевого скелета песчаников, т.е. к потере связи между обломочными зернами и увеличению свободного пространства. Однако этот процесс не способствует полному разрыхлению данной породы, так как часть зерен кварца прочно скреплена между собой. Вследствие этого высокопористая зона приобретает характерное микростроение, выражающееся в чередовании участков с агрегатной и раздельно-зернистой структурой (рис. 9.12).

Агрегатные структуры выступают в данном случае как структурные единицы, состоящие из двух или более зерен кварца, скрепленных по контактам регенерации и вдавливания, или за счет пленок и каемок не затронутого растворением глинистого цемента. Агрегатные структуры кварца взаимосвязаны в микроблоки, прочность которых обуславливает сохранность породы в зоне активного действия кислотного раствора. В участках с раздельно-зернистым строением обломки не имеют контактов и составляют "плавающие" зерна, при этом поры занимают до 30–50 % площади в поле шлифа. За счет растворения глауконита и глинистых выделений образуется большое число пор размером 50–90 мкм, а срезы отдельных расширений достигают 100–200 мкм.

Степень разуплотнения песчаников при воздействии АКС выше вследствие более глубокого проникновения раствора в образец и более полного растворения глинистого цемента в межзерновом пространстве. В результате этого возрастают плотность пор и особенно число соединяющих каналов (пережимов), что способствует присоединению большого числа крупных пор к фильтрационному полю коллектора.

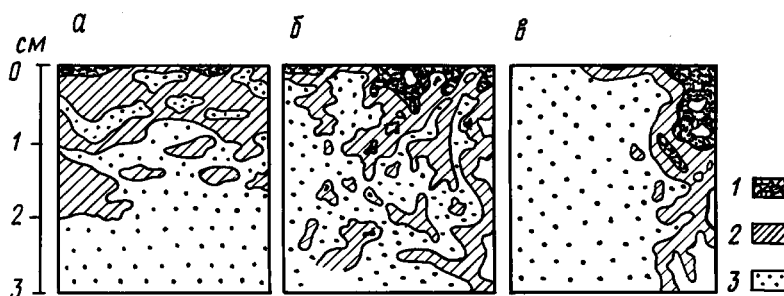


Рис. 9.11. Зоны вторичной текстуры в образцах песчаников после обработки глиноукислотой: а – в жидкой фазе; б, в – в азотнокислотной смеси; 1, 2, 3 – зоны высокопористой, среднепористой и низкопористой текстуры соответственно



Рис. 9.12. Микротекстура высокопористой зоны в образце песчаника, обработанного азотнокислотной смесью. Светлые пятна – открытые поры, заполненные бauxитом; темные пятна – глинистый цемент

Описанная зона переходит в зону среднепористой текстуры, которая характеризуется неполным растворением при обоих способах обработки не только глинистого вещества, но и глауконита. Степень их сохранности достигает 50–80 %, что приводит к снижению пористости и проницаемости в пределах этой зоны. В зоне низкопористой текстуры значения поровых показателей сохраняются на уровне, достигнутом после первоначальной обработки 10 %-ной HCl.

Выявленный в процессе данного исследования эффект роста емкостных и фильтрационных свойств песчаного коллектора после воздействия глино-кислотными растворами с газом состоит в увеличении степени растворения пласта и формировании глубоко проникающих в породу высокопроницаемых зон вторичной текстуры.

Проникновение кислотных растворов и АКС в поровое пространство и механизм кислотного воздействия на породы изучали также методом ртутной порометрии. Рассмотрим полученные данные. Для исследования методом ртутной порометрии, характерные результаты которой приведены на рис. 9.13, до обработки и после нее отрезали пластинки песчаника со стороны закачки в образец кислотного раствора и АКС. Сопоставление распределения пор по размерам показало, что после обработки уменьшилось содержание поровых каналов радиусом $r < 2,5$ мкм и увеличилось число пор большого размера с $r = 2,5 \div 10$ мкм за счет расширения пор меньшего размера. При обработке кислотными растворами появились новые поры с $r = 10 \div 25$ мкм, а при обработке АКС – поры радиусом 40 мкм.

Проницаемость образцов после обработки определяется фильтрацией через вновь созданные поры (см. рис. 9.13) и обуславливает большую эффективность воздействия АКС. Поскольку объемы кислоты в кислотном и газированном кислотном растворах одинаковы, эффективность воздействия свидетельствует о расходовании химической активности газированной кислоты в порах наибольшего размера и может быть объяснена следующим. При закачке АКС в насыщенную жидкостью пористую среду газ, являясь несмачивающей фазой, движется по центральной части наибольших поровых каналов с опережением. Скорость движения газа вследствие его низкой вязкости значительно больше скорости движения кислоты. Прохождение смеси через расширения и пережимы пор, частое изменение направления движения, связанное с извилистостью поровых каналов, способствуют турбулизации потока. При этом возникают условия для увлечения кислоты по наибольшим поровым каналам, лучшего контактирования ее с цементирующим веществом и для выборочного растворения участков пористой среды.

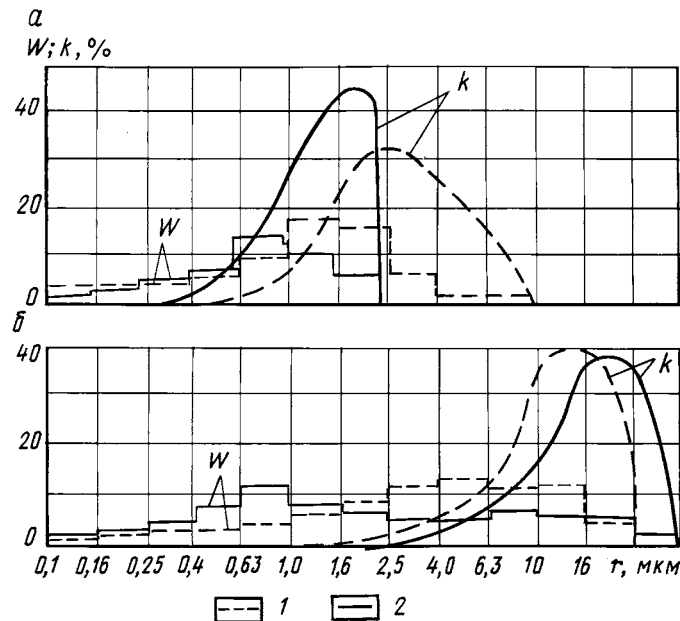


Рис. 9.13. Гистограммы распределения поровых каналов по размерам W и доля их участия в проницаемости k до обработки (а) и после нее (б):
1, 2 – соответственно негазированная ($\Gamma_p = 0$) и газированная азотом ($\Gamma_p = 1/2$) кислота

Изучение скорости реакции кислотных растворов в смеси с газовой фазой. Проведены экспериментальные исследования по изучению воздействия газокислотными смесями на низкопроницаемые (от $5 \cdot 10^{-3}$ мкм²) слабокарбонатные (от 0,3 до 1,5 %) горные породы. Исследования осуществляли при термобарических ($p = 60$ МПа и $T = 60$ °С) и гидродинамических ($20 \times 10^{-4} \leq Re_{\text{усл}} \leq 300 \cdot 10^{-4}$) условиях, близких к пластовым. Изучено влияние газового числа смеси Γ_p (отношение объема газовой фазы к объему жидкой фазы), гидродинамических условий ее движения на скорость реакции глино-кислотного раствора (1 %-ная HF + 10 %-ная HCl) и изменение проницаемости горных пород.

Результаты исследований обрабатывали таким образом, чтобы получить зависимость коэффициента массопередачи от режима движения жидкости в порах. Для моделирования условий гидродинамической аналогии модели и природы условный параметр Рейнольдса

$$Re_{\text{усл}} = \frac{u_k d_{\text{ср}}}{\nu_k}, \quad (9.21)$$

где u_k – усредненная скорость движения кислотного раствора в порах с учетом газонасыщенности порового пространства,

$$u_k = \frac{q_k}{Fm(1 - \rho_{\text{о.в}} - \rho_{\Gamma})}; \quad (9.22)$$

q_k – расход кислотного раствора; F – площадь фильтрации; m – коэффициент открытой пористости; $\rho_{\text{о.в}}$ – остаточная водонасыщенность; ρ_{Γ} – насы-

щенность порового пространства газовой фазой; ν_k – кинематическая вязкость кислотного раствора; d_{cp} – средний диаметр поровых каналов породы.

Как видно из рис. 9.14, при увеличении газового числа смеси от 0 до 2 растет коэффициент массопередачи β , а следовательно, и скорость реакции кислотного раствора с породой при малых значениях условного параметра Рейнольдса ($Re_{усл} < 50 \cdot 10^{-4}$), которая резко снижается при больших значениях ($Re_{усл} > 50 \cdot 10^{-4}$). Увеличение газового числа до $\Gamma_p = 3$ при условном параметре Рейнольдса $Re_{усл} = 25 \cdot 10^{-4}$ приводит к росту коэффициента массопередачи. При дальнейшем увеличении газового числа смеси снижается коэффициент массопередачи. После достижения $\Gamma_p = 5,5$ последующий его рост не влияет на скорость реакции глинокислотного раствора с породой и экспериментальные зависимости $\beta = f(\Gamma_p)$ для условных параметров Рейнольдса $25 \cdot 10^{-4}$ и $86 \cdot 10^{-4}$ совмещаются, т.е. в этой области влияние газового числа смеси и условного параметра Рейнольдса не замечено.

Такое изменение коэффициента массопередачи в зависимости от газового числа смеси и условного параметра Рейнольдса, очевидно, объясняется следующим. При малых значениях условного параметра Рейнольдса ($Re_{усл} < 50 \cdot 10^{-4}$) добавка газовой фазы к глинокислотному раствору приводит к более интенсивному его перемешиванию, за счет чего увеличивается скорость реакции глинокислотного раствора с породой. При больших значениях условного параметра Рейнольдса ($Re_{усл} > 50 \cdot 10^{-4}$) происходит довольно интенсивное перемешивание глинокислотного раствора при движении в поровом пространстве и без газовой фазы. Добавка газовой фазы в этом случае приводит к отрыву от поверхности реагирования капель глинокислотного раствора и замещению его химически нейтральным газом. Это вызывает снижение скорости реакции. При увеличении газового числа смеси ($\Gamma_p \geq 5$) газовая фаза движется по наибольшим поровым каналам, а глинокислотный раствор частично оттесняется в поры меньших размеров, в которых фильтрация практически отсутствует. Другая часть глинокислотного раствора становится внутренней фазой газокислотной смеси, в результате чего скорость реакции остается постоянной. Характер изменения коэффициента массопередачи в зависимости от газового числа смеси и условного параметра Рейнольдса позволяет достаточно четко выделить области осуществления процесса. Процессы, реализуемые при изменении газового числа смеси ($0 < \Gamma_p < 3$) независимо от значения условного параметра Рейнольдса, можно отнести к процессам обработки скважин газокислотными неатомизированными смесями. При изменении газового числа смеси ($3 < \Gamma_p < 5$) процессы относятся к процессам обработки скважин газокислотными смесями, переходными от неатомизированных к атомизированным, и при газовых числах смеси $\Gamma_p > 5$ – к процессам обработки скважин атомизированными газокислотными смесями.

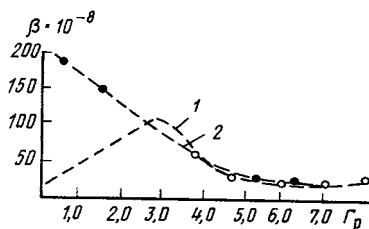


Рис. 9.14. Зависимость коэффициента массопередачи от газового числа смеси для различных величин условного параметра Рейнольдса: 1, 2 – экспериментальные кривые для условного параметра Рейнольдса, равного соответственно $25 \cdot 10^{-4}$ и $86 \cdot 10^{-4}$

Для области факторного пространства с изменением факторов ($0 \leq \Gamma_p \leq 1,75$ и $24 \cdot 10^{-4} \leq Re_{\text{усл}} \leq 280 \cdot 10^{-4}$) в реально существующих пределах при проведении процессов воздействия на пласты в призабойной зоне скважин кислотными растворами в смеси с газовой фазой получены уравнения регрессии, одновременно учитывающие влияние газового числа смеси и условного параметра Рейнольдса на коэффициент массопередачи.

Для области изменения факторов $0 < \Gamma_p \leq 1,75$ и $24 \cdot 10^{-4} < Re_{\text{усл}} < 84 \cdot 10^{-4}$.

$$\beta = \left\{ 111,2 + \frac{Re_{\text{усл}} - 54 \cdot 10^{-4}}{30 \cdot 10^{-4}} [53,9 - 35,8(\Gamma_p - 1)] \right\} 10^{-8}, \quad (9.23)$$

для области факторного пространства $0 < \Gamma_p \leq 1,75$ и $84 \cdot 10^{-4} < Re_{\text{усл}} < 280 \cdot 10^{-4}$

$$\beta = \left\{ 257,2 + \frac{Re_{\text{усл}} - 152 \cdot 10^{-4}}{68 \cdot 10^{-4}} [92,0 - 67,2(\Gamma_p - 1)] - 100(\Gamma_p - 1) \right\} 10^{-8}. \quad (9.24)$$

Уравнения регрессии использованы для расчетов скорости нейтрализации кислоты при ее радиальном распространении в пласте. Результаты расчетов представлены на рис. 9.15 в виде профилей нейтрализации в пласте пористостью 13 % со средним диаметром пор $5 \cdot 10^{-4}$ см, толщиной 20^3 см при расходе кислоты $3 \cdot 10^3$ см³/с, $\Gamma_p = 0$ и $\Gamma_p = 1,5$, с газонасыщенностью порового пространства соответственно 0 и 0,21, насыщенностью неподвижной фазой 0,25.

Глубина радиального проникновения глинокислоты при уменьшении в ней содержания HF от 1 до 0,1 % очень мала. Ширина профилей составляет 10 см при $\Gamma_p = 0$ и 15 см при $\Gamma_p = 1,5$. Однако по мере растворения легко-разлагаемых компонентов породы контур начальной концентрации продвигается в глубь пласта. Ширина профилей, например, при радиальном проник-

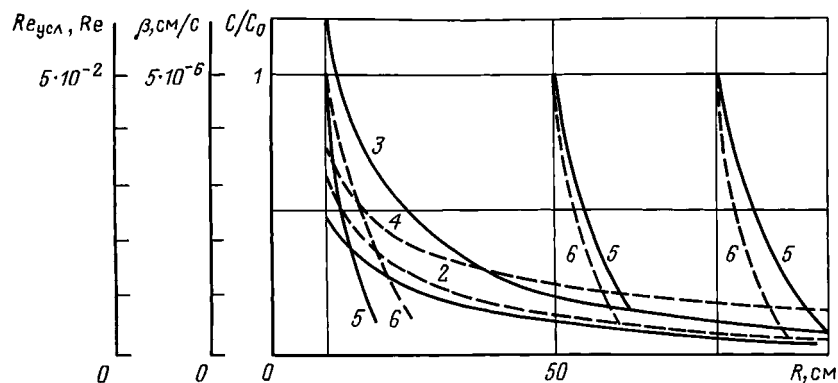


Рис. 9.15. Изменение гидродинамических условий $Re_{\text{усл}}$ (1), Re (2), коэффициента массопередачи β (3, 4) и профилей нейтрализации C/C_0 плавиковой кислоты (5, 6) при ее радиальном распространении:

1, 3, 5 — негасимая глинокислота ($\Gamma_p = 0$); 2, 4, 6 — газированная глинокислота ($\Gamma_p = 1,5$)

новении кислоты $R = 50$ см практически одинакова, а при $R = 80$ см быстрее нейтрализуется газированная кислота. Это обусловлено инверсией кривых $\beta = f(R)$ при изменении $Re_{\text{вкл}}$ в зависимости от R . Кривая 4 при возрастании R располагается выше кривой 3 несмотря на то, что время контактирования кислоты с породой при прохождении АКС одинакового с кислотным раствором отрезка пути ΔR на 30 % меньше. Расчеты также показали, что при повышении расхода кислоты в 2 раза профили нейтрализации расширяются при увеличении Γ_p в 1,8 раза.

Следовательно, при обработках негазированной или газированной глиноокислотой поровых коллекторов плавиковая кислота практически полностью прореагирует еще при закачке и нет необходимости специально выдерживать ее в пласте для реагирования. Более того, нужно сразу же приступать к извлечению продуктов реакции во избежание закупорки порового пространства временно растворимыми и нерастворимыми продуктами реакции глиноокислоты. Эта задача легко решается при обработке газированной кислотой.

Глубина проникновения активной кислоты, как показывают расчеты, в большей степени зависит от наличия растворимых в глиноокислоте компонентов. Например, в условиях, принятых для расчетов, при закачке $2,4 \text{ м}^3/\text{м}$ глиноокислоты на поглощающую толщину пласта активная кислота проникает в зону с $0,1 \leq R \leq 0,9$ м, а в зоне с $0,9 < R < 2,5$ м будут находиться продукты реакции. Для полного использования химической активности кислоты объем продажной жидкости необходимо увеличить примерно на $0,5 \text{ м}^3/\text{м}$ с целью вытеснения активной кислоты за пределы зоны с $0,1 \leq R \leq 0,9$ м.

Изменение проницаемости пород после обработки кислотными растворами с добавлением газовой фазы и без нее. Исследования проводили на двух группах образцов с различным составом и количеством растворимой части пород (глины, глауконит, карбонаты). Это образцы эоценовых и олигоценовых отложений Предкарпатья. Вторая группа образцов отличается значительно меньшей проницаемостью. Так, начальная проницаемость составила $(3 \pm 10)10^{-3}$ и $(0,2 \pm 0,5)10^{-3}$ мкм² для эоценовых и олигоценовых образцов соответственно.

На основании экспериментальных исследований на образцах эоценовых песчаников установлено, что изменение газового числа смеси от 0,5 до 1,5 не приводит к существенному изменению коэффициента кратности роста проницаемости образцов после прокачки через них газокислотной смеси и глиноокислотного раствора без добавки газовой фазы, которое могло бы повлиять на результаты промысловых работ. При увеличении газового числа смеси ($\Gamma_p > 5$) наблюдается снижение коэффициента кратности роста проницаемости исследуемых образцов. Это, очевидно, обусловлено теми же факторами, что и уменьшение коэффициента массопередачи.

В результате исследований получена корреляционная зависимость коэффициента кратности роста проницаемости образца от его начальной проницаемости, по которой можно прогнозировать степень роста проницаемости подвергшихся обработке пород и оценивать увеличение продуктивности скважины после обработки пластов в призабойной зоне газокислотными смесями.

Исследованы зависимости коэффициента кратности роста проницаемости образцов η после нагнетания газокислотной смеси в объеме нагнетания кислотного раствора, равного $13V_{\text{п}}$ и $26V_{\text{п}}$ начальной проницаемости.

Наибольшая степень роста проницаемости достигается по образцам с начальной проницаемостью $(2-8)10^{-3}$ мкм². Корреляционной связи между значениями коэффициента кратности роста проницаемости и начальной проницаемости после нагнетания через образец 10 %-ного раствора HCl не установлено.

Интересно отметить большое влияние газовой фазы на рост проницаемости пород при обработке олигоценых песчаников с карбонатностью до 4 %. При этом степень увеличения проницаемости после фильтрации примерно $15V_{\text{п}}$ глиноукислоты (10 %-ной HCl + 1 %-ной HF) без газа и с газом составляет соответственно 1,8 и 12,8 раза.

Следовательно, имеются породы, для которых добавление газовой фазы при кислотной обработке окажет существенное влияние на результаты обработки.

Таким образом, учитывая изложенные результаты многочисленных лабораторных экспериментов, приходим к выводу, что основными факторами, которые могут повысить эффективность воздействия на пласты газокислотными смесями, являются улучшение условий освоения скважин после закачки в пласты газокислотных смесей и увеличение радиуса обработки пласта. Добавление газа к глиноукислотным растворам приводит к значительному возрастанию проницаемости пород при обработке низкопроницаемых коллекторов ($< 0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²). С ростом начальной проницаемости влияние газовой фазы на результаты глиноукислотной обработки ощущается слабее. Во всех случаях увеличение газового числа смеси желательно и будет способствовать повышению эффективности обработки.

9.3.2. ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН КИСЛОТОЙ, ГАЗИРОВАННОЙ АЗОТОМ

Технология обработки пласта АКС предназначена для восстановления и улучшения коллекторских свойств сильно загрязненного или слабопроницаемого продуктивного пласта с целью облегчения условий по вызову притока нефти и газа и повышению нефтегазоотдачи.

Технология азотнокислотных обработок пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок типа АГУ-8К заключается в том, что в призабойную зону продуктивного пласта через перфорационные отверстия нагнетаются последовательно порции сжатого газобразного азота и газированного азотом кислотного раствора, которые продавливаются в пласт водой, нефтью или газированной азотом жидкостью (пенной).

В связи с высокой активностью азотнокислотной смеси и практически полной ее нейтрализацией еще в процессе фильтрации в призабойной зоне нет необходимости в выдерживании кислоты на реагирование. Поэтому сразу после окончания продавливания приступают к освоению скважины, плавно снижая устьевое давление с целью удаления продуктов реакции кислоты из пласта и создания необходимой депрессии для вызова притока из скважины.

Технология значительно повышает взрывобезопасность проведения работ по освоению скважин и технико-экономические показатели кислотного воздействия на призабойную зону пласта, особенно в условиях, отличаю-

щихся слабопроницаемыми породами и сравнительно низкими пластовыми давлениями.

Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при обработке АКС приведена на рис. 9.16. Приготовление смеси кислотного раствора с газообразным азотом осуществляется аналогично приготовлению газированной жидкости (пены). Однако необходимо следить за изменением давления. Давление закачиваемой в скважину азотно-жидкостной смеси при использовании аэраторов не должно быть более 20 МПа, при использовании жидкостно-газовых эжекторов не более 35 МПа с учетом прочности эксплуатационной колонны и устьевой арматуры. Выбор рецептур кислотных растворов и ингибиторов должен производиться с учетом имеющегося промыслового опыта на данном месторождении, а также минералогического состава горных пород коллектора и степени их уплотнения.

При азотнокислотной обработке закачивание кислотного раствора в пласт целесообразно проводить двумя порциями. Для сокращения непроизводительного расхода плавиковой кислоты на растворение компонентов пласта, которые хорошо реагируют с соляной кислотой, и предотвращения образования нерастворимых фторидов в качестве первой порции кислотного раствора, составляющей 30–40 % общего объема раствора, применяется 10–15 %-ная соляная кислота. В качестве второй порции необхо-

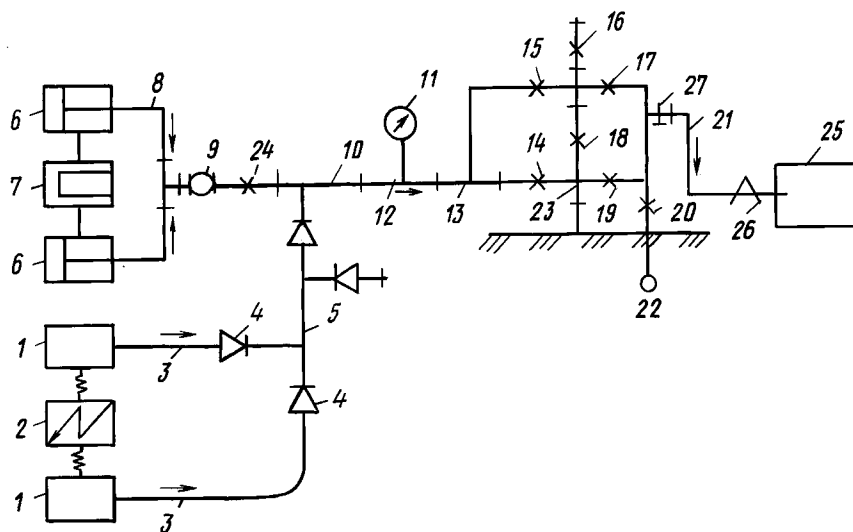


Рис. 9.16. Схема обвязки оборудования и устья скважины при азотнокислотной обработке призабойной зоны пласта и вызове притока:

1 – газификационная установка АГУ-8К; 2 – электростанция; 3 – газопровод (шланги высокого давления); 4 – обратный клапан; 5 – “гребенка”; 6 – насосный агрегат 4АН-700 (ЗЦА-400, ЦА-320М); 7 – кислотовоз Аз-30А или КП-6,5; 8 – трубопровод для подачи кислотного раствора или пенообразующей жидкости в смеситель (эжектор); 9 – оборудование для регулирования соотношения фаз; 10 – смеситель (аэратор, тройник, эжектор); 11 – манометр; 12 – нагнетательная линия для подачи технологического агента (жидкости, газированной жидкости – пены, газа) в скважину; 13 – тройник; 14 – 20 – задвижки фонтанной арматуры; 21 – выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; 22 – нефтесборный коллектор; 23 – крестовина фонтанной арматуры; 24 – задвижка для отключения линии насосных агрегатов; 25 – накопительная емкость; 26 – якорь стопорный для закрепления выкидной линии 21; 27 – пробоотборный кран

димо использовать 10–15 %-ную соляную кислоту с добавкой 2–4 % плавиковой кислоты.

Необходимый объем кислотного раствора следует определять по результатам лабораторных исследований в условиях, близких к пластовым, и имеющегося промыслового опыта.

В качестве продавочной жидкости следует использовать воду, нефть или газированную азотом жидкость (пену).

Объем продавочной жидкости устанавливается исходя из условия заполнения ею внутреннего объема НКТ, объема эксплуатационной колонны в интервале перфорации и вытесняемой в призабойную зону пласта части объема кислотного раствора с целью полной его нейтрализации согласно зависимости

$$V_{\text{пр}} = V_{\text{нкт}} + V'_{\text{э.к}} + K'V_{\text{к.р}}, \quad (9.25)$$

где $V_{\text{нкт}}$ – внутренний объем НКТ; $V'_{\text{э.к}}$ – объем эксплуатационной колонны в интервале перфорации; K' – опытный коэффициент, определенный по данным лабораторных исследований, обычно $K' = 0,5$; $V_{\text{к.р}}$ – объем кислотного раствора.

Формула (9.25) применима для терригенных коллекторов.

Для карбонатных коллекторов следует использовать зависимость

$$V_{\text{пр}} = V_{\text{нкт}} + V'_{\text{э.к}}. \quad (9.26)$$

Для проведения обработки АКС необходимо спустить в скважину колонну НКТ до забоя и промыть скважину. После промывки приподнять НКТ, установив башмак лифта на 2–3 м выше верхнего перфорационного отверстия. Оборудовать устье скважины фонтанной арматурой.

Если ожидаемое максимальное давление нагнетания азотнокислотной смеси превышает допустимое для эксплуатационной колонны, то НКТ следует оборудовать пакером двустороннего действия с обратным клапаном, установив его выше интервала перфорации. Пакер должен обеспечивать закачивание азотнокислотной смеси в пласт и пропускание жидкости из межтрубного пространства в трубное при вызове притока флюида из пласта.

Определить приемистость пласта в зависимости от давления нагнетания, которое не должно составлять более 80 % от давления гидроразрыва пласта.

В случае недостаточной приемистости пласта вследствие загрязнения призабойной зоны необходимо установить кислотную ванну и путем тщательной промывки удалить продукты реакции с забоя скважины. В условиях возможного отложения в призабойной зоне тяжелых компонентов нефти (парафинов, смол, асфальтенов) провести обработку скважины растворителем или теплоносителем. Повторно определить приемистость пласта. С помощью насосных агрегатов 6 и кислотовоза 7 (см. рис. 9.16) приготовить расчетное количество кислотного раствора.

При ожидаемом максимальном давлении на устье $p_y \leq 20,0$ МПа (в качестве смесителя используется аэратор или тройник) выполнить следующие работы. Открыть задвижки 15, 18, 19, закрыть задвижки 16, 14, 17, 20, 24 и с помощью газификационных установок 1 произвести нагнетание в лифтовую колонну газообразного азота из расчета заполнения газом внутреннего объе-

ма лифта, что будет соответствовать моменту начала пролета газа через башмак лифта. После окончания закачивания газообразного азота закрыть устьевую задвижку 19 (на межтрубном пространстве) и при открытых задвижках 15, 18, 24 с помощью установок 1 и насосных агрегатов 6 через смеситель 10 осуществить нагнетание в лифтовую колонну азотнокислотной смеси, исходя из условия обеспечения не менее 50 м³ азота на 1 м³ раствора при расходе последнего от 0,20 до 0,25 м³/мин. Первоначально в смеситель 10 подать соляную кислоту, затем – глиноокислоту. Путем нагнетания в трубное пространство газированной азотом продавочной жидкости, продавить азотнокислотную смесь в пласт. После окончания продавливания закрыть задвижки 15, 24 и плавно снизить давление в межтрубном и трубном пространствах скважины, открыв задвижки 17, 19 с целью своевременного удаления продуктов реакции из пласта и направив выходящую из скважины жидкость по выкидной линии 21 в накопительную емкость 25. После снижения давления в скважине открыть задвижку 14, закрыть задвижку 19 и с помощью установок АГУ-8К произвести подачу газа в межтрубное пространство для вызова притока и дренирования пласта.

При ожидаемом максимальном давлении на устье $20,0 < p_y \leq 35,0$ МПа (в качестве смесителя используется эжектор) выполнить следующие операции. Открыть задвижки 15, 18, 19, 24, закрыть задвижки 14, 16, 17, 20 (см. рис. 9.16) и с помощью азотных газификационных установок 1, насосных агрегатов 6 и кислотовоза 7 через смеситель (эжектор) 10 по линии 12 осуществить приготовление и нагнетание в лифтовую колонну азотнокислотной смеси (газированной азотом кислотного раствора) при открытом межтрубном пространстве, исходя из условия обеспечения не менее 50 м³ азота на 1 м³ кислотного раствора, при расходе последнего от 0,20 до 0,25 м³/мин.

Перед закачиванием азотнокислотной смеси можно заполнить лифт газообразным азотом до давления на устье 20,0 МПа.

После заполнения лифтовой колонны азотнокислотной смесью закрыть устьевую задвижку 19 на межтрубном пространстве и продолжить нагнетание в скважину требуемого объема газированного кислотного раствора.

После подачи в скважину всего объема кислотного раствора продавить азотнокислотную смесь в пласт.

По окончании продавливания закрыть устьевую задвижку 15 и плавно снизить давление в межтрубном и трубном пространствах скважины, открыв задвижки 17, 19 с целью своевременного удаления продуктов реакции кислоты из пласта, направив выходящую из скважины жидкость по выкидной линии 21 в накопительную емкость 25.

После снижения давления в скважине закрыть задвижку 19, открыть задвижку 14 и с помощью установок АГУ-8К и насосных агрегатов 6 через смеситель 10 произвести нагнетание газированной азотом жидкости (пены) в межтрубное пространство для дренирования пласта и вызова притока.

9.3.3. ОПЫТ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН АКС

Обработку АКС проводили на Росильнянском газоконденсатном и Битковском нефтяном месторождениях Предкарпатья.

Росильнянское месторождение характеризуется большой изменчивостью коллекторских свойств по площади и разрезу эоценовых отложений и

вследствие этого большим диапазоном изменения дебита газа от 10 до 1000 тыс. м³/сут при высоком пластовом давлении.

Битковское месторождение разрабатывается на режиме растворенного газа, причем пластовое давление снизилось в некоторых зонах до 0,5 от гидростатического. Карбонатность менилитовых пород составляет в среднем 3,9 % при среднеквадратическом отклонении ±2,6 %. Все скважины Битковского месторождения неоднократно (3–8 раз) подвергали обработкам: ГРП, кислотным, термообработкам и др. Успешность повторных обработок в условиях снижающегося пластового давления постоянно падает.

Так, успешность вторых и третьих кислотных обработок составляет уже до 30 %, а дополнительная добыча D снизилась от 1100 т на успешную операцию (при первой обработке) до 100 т (при третьей). Соответственно при пластовых давлениях, близких к гидростатическому, $D = 800$ т, а при давлении около половины давления гидростатического столба воды $D = 70$ т на одну успешную скважино-операцию. В таких условиях началось внедрение АКС на Битковском месторождении.

В табл. 9.5 приведены сведения о параметрах и результатах некоторых обработок.

Скв. 527 Битковского месторождения вскрыла менилитовые отложения в интервале 1994–2257 м, оборудованном фильтром. Лифт 63,5 × 50,8 мм спущен на глубину 1989 м. Начальный дебит скважины составил 0,5 т/сут нефти, газовый фактор – 340 м³/т, пластовое давление – 24,5 МПа. Два гидро-разрыва пласта с закачкой 3,5 и 4,5 т песка и кислотная обработка 16 м³ 14 %-ной HCl были неуспешными. Дебит составил 0,5–0,3 т/сут. Потом скважина переведена на газлифт с дебитом 3,0 т/сут.

При пластовом давлении 10,5 МПа проводилась обработка АКС. Дебит увеличился до 6,3 т/сут. За 5 мес дополнительно добыто 220 т нефти, что примерно в 2 раза выше средней эффективности операций.

Таблица 9.5

Примеры обработки АКС

Номер, тип скважины, дата	Вскрытый интервал, м	Диаметр НКТ, мм / глубина спуска	Давление нагнетания, МПа	Объем закачанного кислотного раствора, м ³	Расход, м ³ /мин		Рецептура раствора	Степень аэрации, м ³ /м ³	Объем закачанного азота, м ³
					кислоты	азота			
42 Р, газовая, 2.11.1971	2825–2890 2950–3020	<u>63,5</u> 2826	25	50	0,20	12	Кислые стоки цеха СЖК Надворнянского ВПЗ*	1:60	3500
527 Б, нефтяная, 1972	1994–2257	<u>50,8-63,5</u> 1989	17	18	0,30	12	10 % HCl	1:40	3500
42 Р, газовая, 21.06.1972	2825–2890 2950–3020	<u>63,5</u> 2826	32	45	0,24	12	10 % HCl	1:50	2200
451 Б, нефтяная, 14.09.1972	1651–1925 1645 1645	63,5	19	15	0,15	6	10 % YCl 10 % HCl + + 1 % HF	1:40	3000

* Кислотность в пересчете на CH₃COOH составляет 3 %.

Скв. 451 Битковского месторождения после обводнения газовых пластов переведена на вышележащие менилитовые отложения в интервале 1651–1955 м. Цементный мост установлен на глубине 2364 м. После перфорации дебит нефти составил 1 т/сут, а в результате последующей обработки АКС увеличился до 3,8 т/сут.

Две последовательные обработки АКС скв. 42 Росильна были успешными и привели к увеличению дебита от 15 тыс. до 30 тыс. м³/сут и от 30 тыс. до 50 тыс. м³/сут.

Термометрическими исследованиями выявлено, что после обработки АКС получен приток газа из ранее не вовлеченных в разработку пластов.

В Прикарпатье введены в разработку глубокозалегающие месторождения (Оров-Уличнянское, Старо-Самборское и др.), характеризующиеся низкими коэффициентами продуктивности скважин (0,5–4,0 т/(с сут·МПа)) и большими депрессиями (15–25 МПа) при их освоении и эксплуатации. Продуктивные ямненские отложения палеоцена Старо-Самборского месторождения залегают на глубине 3500–3800 м.

Коллекторы представлены мелкозернистыми кварцевыми песчаниками и алевролитами (65–85 % кварца, остальное – полевые шпаты, глауконит) с прослоями глинистых сланцев. Эффективная мощность ямненских отложений до 70 м, пористость в среднем 15 %, а проницаемость, по промысловым данным, (1±3) 10⁻³ мкм² при среднем радиусе пор 1 мкм. Карбонатность продуктивных пород достигает 10–20 %. Начальное пластовое давление на глубине 3500 м составляло 48 МПа, текущее – 34,6 МПа, а давление насыщения – 15,6 МПа. Плотность нефти 0,85 г/см³, вязкость ее при температуре 40 °С 7 МПа·с, пластовая температура около 92 °С.

На Оров-Уличнянском месторождении разрабатываются нижнеменилитовые отложения олигоцена (2700–3800 м), предложенные чередованием до 20 пропластков песчаников и алевролитов с аргиллитами. Эффективная мощность коллекторов до 30 м. Средняя проницаемость песчаников (1±2) 10⁻³ мкм², пористость 13 %, карбонатность 2,0–3,1 %. Песчаники кварцевые, мелкозернистые с глинистым, кремнистым, реже с известковистым и битуминозным цементом. Начальное пластовое давление (38 МПа) снизилось до 20 МПа, а давление насыщения составляет около 30 МПа. Газовый фактор увеличился до 1000 м³/т. Плотность нефти 840 кг/м³, вязкость 3–5 мПа·с при температуре 40 °С, пластовая температура 80–90 °С.

В результате лабораторных исследований кислотного воздействия на низкопроницаемые коллекторы Прикарпатья выявлено резкое уменьшение эффективности обработки, вплоть до снижения проницаемости по сравнению с начальной, даже при кратковременном (до 1 ч) оставлении продуктов реакции в поровом пространстве. При немедленном удалении из порового пространства продуктов реакции можно добиться 1,5–2-кратного роста проницаемости при начальной карбонатности образцов 2–3 % и до 4-кратного – при карбонатности около 5 %. Своевременное удаление из призабойной зоны пласта продуктов реакции обеспечивает повышение успешности операции до 76–90 % и высокую эффективность на Долинском и Северо-Долинском месторождениях.

Установлено, что для успешной кислотной обработки Оров-Уличнянского и Старо-Самборского месторождений необходимо немедленное извлечение продуктов реакции. Так, более 10 скважин Оров-Уличнянского месторождения подвергались солянокислотной (10–15 % HCl и 5 % CH₃COOH) или глиноукислотной (с добавкой до 1 % HF) обработке с закачкой в пласт

6–10 м³ кислотного раствора при давлении на устье 20–30 МПа. Все обработки оказались неуспешными. Только по скв. 112 (Уличняна), где кислотный раствор продавили в глубь пласта 50 м³ нефти, дебит увеличился от 2 до 7,6 т/сут и дополнительно было добыто более 1500 т. Успешными были обработки нагнетательных скважин с немедленной продавкой кислоты в пласт 80–120 м³ воды и переводом скважин под закачку.

Полагая, что причины низкой успешности кислотных обработок – несвоевременное извлечение продуктов реакции из пласта и недостаточная полнота их выноса из порового пространства, на этих месторождениях провели пять успешных кислотных обработок с использованием азота.

Ствол скважины заполняли дегазированной нефтью, не изменяя подвески лифта. Далее, при открытом затрубном пространстве закачивали в трубы 500 м³ азота, затем 6 м³ 15 %-ной HCl и 0,15 % КИ-1 с добавкой 30 м³ азота на 1 м³ раствора. Продавливание кислоты в пласт осуществляли нефтью в объеме труб после закрытия затрубного пространства при давлениях на устье до 33 МПа и расходе до 0,2 м³/мин. Затем сразу открывали затрубную задвижку и пласт начинал очищаться в основном за счет использования энергии упругого сжатия жидкости и азота. Одновременно в трубки 2–3 ч закачивали азот при расходе 6 м³, продавливали 6–9 м³ газированной азотом нефти и опять продолжали закачку азота еще в течение 2–3 ч при максимальном давлении. Обычно после 4–8 ч дренирования скважины начинали фонтанировать.

В табл. 9.6 приведены сведения о технологии и результатах обработок с азотом.

Во все скважины закачивали 15 %-ный солянокислотный раствор объемом 6 м³, работало по одной установке АГУ-8К и расход газа составлял 6 м³/мин. Дополнительная добыча на одну обработку составила в среднем 1854 т.

Особенность обработок АКС – совмещение процесса кислотного воздействия и освоения скважин в одном цикле. При этом обеспечивается очень важное преимущество новой технологии – немедленное после закачки кислоты извлечение продуктов реакции HCl и глинокислоты из низкопроницаемых (0,001–0,003 мкм²) слабокарбонатных коллекторов. Процесс обработки и

Таблица 9.6

Примеры обработок АКС

Показатели	Старо-Самборское месторождение, эксплуатационный объект Ямна			Оров-Уличнянская залежь, эксплуатационный объект Меннлнты	
	Ст. С-7	Ст. С-14	Ст. С-65	Ул-35	Ул-60
Длина лифта ($d = 73$ мм), м	3612	3720	3602	2944	2908
Обрабатываемый интервал, м	3687–3575	3503–3550	3398–3458	2945–2884	2812–2926
Пластовое давление, МПа	38,9	36,3	Не определяли	12,5	13,0
Закачано продавочной жидкости, м ³	11	18	15	11	10,5
Давление на устье, МПа	25,0–33,0	29,0–30,0	25,0–30,0	30,0	30,0
Расход жидкости, м ³	0,15	0,16	0,16	0,15	0,15
Дебит нефти, т/сут:					
до обработки	7,6	18,0	16,3	0,6	1,2
после обработки	22,0	38,0	19,2	8,0	3,0
Дополнительно добыто, т	885	5802	328	1950	305

Таблица 9.7

Эффективность обработок АКС и КО

Вид кислотной обработки	Предприятие	Число скважино-операций	Успешность, %	Дополнительно добыто, т	
				Всего	На обработку
КО	Надворнаянефтегаз	18	33	2 420	134
АКС	Бориславнефтегаз	34	79	14 668	430
КО		12	8	1 600	133
АКС		13	78	29 800	2 220

освоения скважины глубиной до 2500 м заканчивается за 4–6 ч. Разработанная схема позволяет вести закачку АКС в скважины при давлении на устье до 35 МПа и добавке 60 м³ азота на 1 м³ кислотного раствора.

В табл. 9.7 для сравнения приведены сведения о технологических результатах кислотных обработок (КО) и обработок АКС.

Обработки с азотом обеспечивают значительный рост успешности (более чем на 50 %) и почти трехкратное увеличение добычи по сравнению с результатами КО, проведенных ранее на тех же скважинах. Благодаря большим возможностям обработок АКС на месторождениях с терригенными низкопроницаемыми коллекторами, где скважины неоднократно подвергались кислотному воздействию, увеличивается фонд скважин, перспективный для обработки.

9.4. ОБРАБОТКА СКВАЖИН СМЕСЬЮ КИСЛОТЫ С ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ

Наиболее широкое распространение среди методов ОПЗ получила кислотная обработка, которую раньше на месторождениях ДДВ проводили по стандартной технологии и рецептуре. Для обработки применяли солянокислотные и глинокислотные растворы. В качестве ингибитора и стабилизатора использовали катапин и уксусную или лимонную кислоту соответственно. После окончания операции скважину осваивали газом высокого давления, пеной, скважинными штанговыми насосами в зависимости от способа эксплуатации.

Однако стандартная технология кислотной обработки на поздней стадии разработки отложений нижнего карбона становится малоэффективной. Невысокая эффективность кислотной обработки коллекторов нижнего карбона обусловлена в основном их низкими фильтрационно-емкостными свойствами и значительным истощением пластовой энергии. При попадании посторонних жидкостей в такие пласты вследствие диспергирования глинистых частиц и их миграции осложняется процесс освоения скважины. Освоение скважины и очистка обработанной части пласта от продуктов реакции кислотных растворов с породой также затруднены в связи с значительным падением пластового давления.

Таким образом, для повышения эффективности кислотного воздействия на слабопроницаемые пласты с низкой пластовой энергией необходимо совершенствовать технологию кислотных обработок в направлении, обеспечивающем своевременную и наиболее полную очистку обработанной части пласта от продуктов реакции кислотного раствора с породой и нагнетаемых в пласт жидкостей.

9.4.1. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НАГНЕТАНИЯ В СКВАЖИНУ ГАЗОКИСЛОТНЫХ СМЕСЕЙ

Основными источниками газообразной фазы являются компрессоры типа УКП-80, КПУ-16/100, АКС-7/20А, КПУ-16/250 и установки АГУ, которые применяют на предприятиях объединения "Укрнефть" с 1971 г. Газообразный азот получают из жидкого азота на установках типа УГУ-8К, при этом максимальное давление нагнетания газообразного азота 22 МПа и расход $0,1 \text{ м}^3/\text{с}$. Из одной заправки жидкого азота на установке получают 3500 м^3 газообразного азота. Так, используя существующее оборудование, процесс газокислотной обработки можно реализовать на скважинах при давлении до 25 МПа, а применяя эжекторы – до 35 МПа. Газовое число смеси при обработке пластов на глубине 3000 м с использованием компрессора КПУ-16/250 при расходе жидкой фазы $0,004 \text{ м}^3/\text{с}$ и давлении нагнетания 25 МПа составит $0,1-0,2$.

Один из возможных путей увеличения газового числа смеси – применение природного газа высокого давления при газокислотной обработке пластов. Это возможно при воздействии на пласты в призабойной зоне нефтяных газлифтных и газовых скважин. Опыт показал, что при обработке низкопроницаемых пластов на промыслах ДДВ газокислотными смесями значения давления нагнетания достигают 10–30 МПа. Для получения такого давления газокислотной смеси при нагнетании в скважину применяют эжектирующие устройства. На промыслах широко используют эжектор конструкции Куйбышевского НИИИП. Однако применение этого эжектора при обработке пластов газокислотными смесями с использованием в качестве газовой фазы природного газа связано с различными трудностями. Необходимо провести сложные подготовительные работы по креплению эжектора, сборке подводящей газовой и нагнетательной газожидкостной линий на фланцах или сварных соединениях согласно требованиям правил безопасного ведения работ.

Разработан специальный устьевой эжектор, который устанавливают непосредственно на фонтанную арматуру скважины. Расчеты показывают, что для достижения давления газокислотной смеси 25–30 МПа при давлении в газовой линии 10–20 МПа и средних коэффициентах эжекции необходимо, чтобы отношение площади сечения камеры смешения к площади сечения сопла $f_3:f_2 = 3$.

На рис. 9.17 приведена принципиальная схема обвязки устья скважины при газокислотной обработке с использованием устьевого эжектора. Для монтажа эжектора закрывают центральную задвижку 16 и задвижки на выкидных линиях 2, 4, 13–15. Снимают буферную заглушку или задвижку, т.е. освобождают верхний фланец крестовины 5 или тройника фонтанной арматуры. После чего шаблоном диаметром 50 мм проверяют проходное отверстие крестовины. Далее монтируют устьевой эжектор и проверяют его работоспособность. Для этого к нагнетательной линии подсоединяют насосный агрегат и, открыв задвижки 16, 4, 2, создают водой в нагнетательной полости 7 эжектора давление p_p . При правильно собранном устьевом эжекторе и надежной герметизации соплодержателя в корпусе диффузора и сопла в соплодержателе давление p_p должно быть на 10–25 МПа больше давления p_c в полости газожидкостной смеси эжектора. Давление p_p определяют по манометру 3 или манометру на насосном агрегате при его работе, а давление p_c – по манометру 3 в момент остановки насосного агрегата, так как давление в

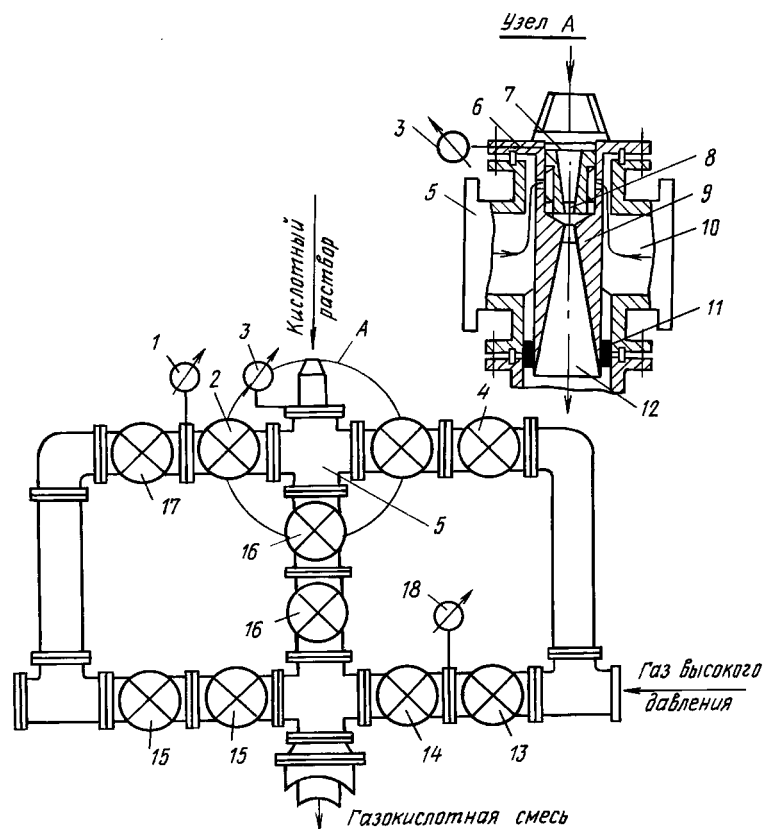


Рис. 9.17. Схема обвязки устья скважины с использованием устьевого эжектора:
 1, 3, 18 – манометры; 2, 4, 13–17 – задвижки фонтанной арматуры; 5 – крестовина фонтанной арматуры; 6 – фланец эжектора; 7 – нагнетательный переводник; 8 – сопло; 9 – диффузор; 10 – линия подвода газовой фазы; 11 – уплотнительный элемент; 12 – полость газожидкостной смеси

нагнетательной полости и полости газожидкостной смеси эжектора после остановки агрегата выравнивается. Далее проверяют герметичность элемента 11, разобщающего газовую полость эжектора и полость газожидкостной смеси. Для этого насосным агрегатом создают давление в нагнетательной полости эжектора и выходят на устойчивый режим его работы (стабилизируются давления p_p и p_n). После этого задвижку 14 на газовой линии закрывают, и давление в газовой полости эжектора p_n снижается. Уменьшение давления в газовой полости эжектора фиксируется по манометру 1. Для проверки работоспособности обратных клапанов на газовой линии закрывают задвижки 4, 17, останавливают насосный агрегат и закрывают задвижку 16. При надежной герметизации обратными клапанами газовой линии от нагнетательной и газожидкостной полостей эжектора давление в нагнетательной полости (манометр 3) будет выше давления в газовой полости (манометр 1); эти давления не будут выравниваться. Только после установления работоспособности устьевого эжектора приступают непосредственно к газокислотной обработке.

9.4.2. ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН СМЕСЬЮ КИСЛОТНЫХ РАСТВОРОВ С ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ

Выбор объектов для газокислотной обработки. При этом используют такие же критерии, как и при выборе объектов для кислотного воздействия по обычной технологии. Многими исследователями установлено отрицательное влияние на эффективность кислотного воздействия несвоевременного и неполного удаления из обработанной части пласта продуктов реакции кислотного раствора с породой и нагнетаемых жидкостей. Влияние этого фактора существенно при воздействии кислотными растворами и обычной технологии на низкопроницаемые пласты с пластовым давлением ниже гидростатического. Для определения влияния пластового давления на эффективность кислотной обработки низкопроницаемых (проницаемостью 0,01–0,02 мкм²) пластов была проведена обработка промысловых данных с использованием дисперсионного анализа по Битковскому нефтяному месторождению. Нулевая гипотеза сформулирована следующим образом: величина относительного пластового давления $p_{o,пл}$ не влияет на дополнительную добычу после кислотной обработки. В табл. 9.8 приведена схема варьирования успешности и эффективности первых кислотных обработок на скважинах Битковского нефтяного месторождения за 20 лет.

Из табл. 9.8 видно, что с ростом относительного пластового давления величина дополнительной добычи на одну обработку и успешность операций увеличиваются. Статистической обработкой исходного материала (табл. 9.9) установлено, что опытный критерий Фишера больше критического ($F_{оп} > F_{кр0,05}$), т.е. нулевая гипотеза отвергается, и, следовательно, величина относительного пластового давления существенно влияет на дополнительную добычу после кислотной обработки, а значит, и на эффективность кислотной обработки.

Таблица 9.8

Исходные статистические данные

Уровни $p_{o,пл}$, МПа/м	Число операций	Успешность, %	Пределы измерения дополнительной добычи на одну кислотную обработку, т	Средняя арифметическая дополнительная добыча, т
0,052–0,070	6	33	0–82	17
0,071–0,090	12	33	0–964	199
0,091–0,110	18	83	0–2052	569
0,111–0,130	6	80	0–3890	1070

Таблица 9.9

Результаты обработки данных

Источники варьирования	Сумма квадрата отклонения	Степень свободы	Дисперсия	Критерий Фишера	
				опытный $F_{оп}$	критический $F_{кр0,05}$
Общее всех вариантов	24 880 000	41	–	–	–
Фактор	4 643 460	3	1 547 800	3,03	2,84
Случайные отклонения	20 243 000	39	512 000	–	–

Таким образом, установлено, что если относительное пластовое давление достигло значения 0,9 и ниже, то проведение кислотной обработки по обычной технологии нецелесообразно. Для газонасыщенных пластов Глинско-Розышевского газоконденсатного месторождения значение предельного снижения пластового давления составляет 0,85 гидростатического. Поэтому для улучшения фильтрационной характеристики пластов с давлением 0,9 гидростатического и ниже их необходимо подвергать воздействию газокислотными смесями.

На основании промысловых опытов определено, что объектами для газокислотной обработки могут быть низкопроницаемые поровые коллекторы, ранее подвергавшиеся кислотной обработке по обычной технологии, на которых повторные кислотные обработки по обычной технологии неэффективны. Эффективность газокислотной обработки таких объектов обусловлена более глубоким проникновением кислотного раствора в активном состоянии и образованием значительного числа глубоких каналов больших размеров.

Предпочтительными объектами для газокислотной обработки являются газонасыщенные пласты, особенно если пластовое давление в залежах ниже гидростатического. Обработка газонасыщенных пластов газокислотными смесями предотвращает образование в призабойной зоне жидкостных барьеров, что облегчает процесс освоения скважины и очистки обработанной части пласта от продуктов реакции кислотного раствора с породой и нагнетаемых жидкостей.

Методика проектирования процесса газокислотной обработки пластов разработана на основе экспериментальных исследований, проведенных на низкопроницаемых слабокарбонатных коллекторах.

Скорость нейтрализации плавиковой кислоты из состава глинокислоты $x\% \text{ HCl} + y\% \text{ HF}$ при радиальной фильтрации газокислотной смеси через поровое пространство низкопроницаемых слабокарбонатных песчаников рассчитывают методом последовательных приближений в соответствии со схемой (рис. 9.18) с использованием ЭВМ.

Предположим, что в скважину нагнетают глинокислотный раствор в смеси с газовой фазой с начальной концентрацией плавиковой кислоты $\text{HF} - y = C_0$, вязкостью ν_k , расходом глинокислотного раствора q_k и газовым числом смеси Γ_p . Толщина обрабатываемого пласта h , пористость m , средний диаметр поровых каналов d_{cp} , насыщенность пласта неподвижной жидкой фазой ρ_0 , газонасыщенность ρ_g . Концентрацию плавиковой кислоты C_{n+1} на внешней поверхности кольцевой зоны радиусом R_{n+1} находят по известной величине C_n на внутренней поверхности этой зоны радиусом R_n :

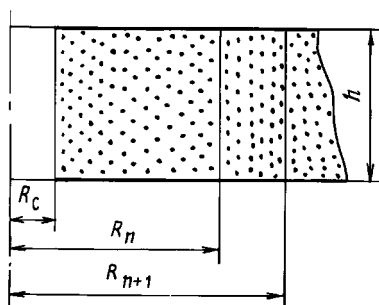


Рис. 9.18. Расчет нейтрализации кислоты при радиальной фильтрации газокислотной смеси

$$C_{n+1} = C_n \exp\left(\beta_n \frac{4\tau}{d_{cp}}\right), \quad (9.27)$$

где β_n – коэффициент массопередачи при реакции плавиковой кислоты в поровом пространстве; τ_n – время контактирования кислотного раствора с породой при его фильтрации от R_n до R_{n+1} , определяемое по зависимости

$$\tau_n = \frac{\pi h m (1 - \rho_0 - \rho_r) (R_{n+1}^2 - R_n^2)}{q_k}. \quad (9.28)$$

Значение коэффициента массопередачи определяют по уравнениям (9.23) и (9.24) в зависимости от гидродинамических условий фильтрации и газового числа газокислотной смеси. Значение условного параметра Рейнольдса на контуре радиусом R_n при радиальной фильтрации газокислотной смеси в поровом пространстве рассчитывают по зависимости

$$Re_{усл n} = \frac{q_k d_{cp}}{2\pi R_n m (1 - \rho_0 - \rho_r) \nu_{ж}}. \quad (9.29)$$

Необходимо отметить, что при изложенном подходе для расчета C_{n+1} используют параметры C_n , β_n , $Re_{усл n}$ на внутреннем контуре кольцевой зоны, а в середине зоны – $R_n - R_{n+1}$, вследствие чего степень истощения кислотного раствора несколько завышается. С целью устранения ошибки принимают небольшой шаг измерения радиуса. Расчет ведут последовательно с шагом $R_{n+1} - R_n = 1$ см для $n = 0, 1, 2, \dots, n$, приняв на забое $n = 0$; $R_0 = R_c$; $y = C_0$.

Также рассчитывают профиль нейтрализации при любом заданном контуре $R'_0 > R_c$, на котором предполагается концентрация, равная начальной C_0 , что возможно в случае полного разложения компонентов породы, способных реагировать с раствором плавиковой кислоты в зоне $R'_0 > R_c$.

Пример реализации методики приведен для указанных границ применимости уравнений (9.23) и (9.24), по которым определяется коэффициент массопередачи для плавиковой кислоты при движении через поровое пространство газоглинокислотного раствора состава 10 %-ная HCl + 1 %-ная HF с нейтрализацией плавиковой кислоты от начальной до 0,1 %. В расчете принято: $\nu_k = 0,005$ см²/с; $q_k = (3; 4; 6)10^{-3}$ см³/с; $m = 0,133$; $\rho_{о.в} = 0,25$; $\Gamma_p = 0; 0,5; 1; 1,5; 1,75$; $d_{cp} = (2; 3; 5)10^{-4}$ см, т.е. параметры, реально встречаемые при обработке низкопроницаемых слабокарбонатных коллекторов. Наиболее интенсивно нейтрализация плавиковой кислоты происходит при малых газовых числах. Ширина профиля нейтрализации при этом составляет 14–16 см от стенки скважины. При росте газового числа снижается скорость нейтрализации плавиковой кислоты, вследствие чего радиус проникновения ее в активном состоянии увеличивается до 2 раз. С ростом среднего диаметра поровых каналов в рассматриваемых пределах глубина радиального проникновения кислоты также увеличивается. Например, для расхода плавиковой кислоты $q_k = 6 \cdot 10^{-3}$ см³/с при росте среднего диаметра пор от $2 \cdot 10^{-4}$ до $5 \cdot 10^{-4}$ см при газовом числе $\Gamma_p = 1,75$, ширина профиля нейтрализации увеличивается от 40 до 50 см. Повышение расхода при нагнетании глинокислотного раствора приводит к расширению профилей нейтрализации плавиковой кислоты. Так, при увеличении расхода глинокислотного раствора от $3 \cdot 10^{-3}$ до $6 \cdot 10^{-3}$ см³/с для различных газовых чисел и средних диаметров поровых каналов радиус охвата воздействием увеличивается в 1,4–1,8

раза. При больших расходах глинокислотного раствора увеличение газового числа смеси оказывает существенное влияние на расширение профиля нейтрализации. Для прогнозирования повышения производительности скважины после газокислотного воздействия при наличии информативных данных о толщине и начальной проницаемости пласта используют зависимость коэффициента кратности роста проницаемости от объема нагнетаемого кислотного раствора и начальной проницаемости пласта. Зависимость коэффициента кратности, полученная по опытным данным, имеет вид

$$\eta_m = A_1 - A_2 k_0, \quad (9.30)$$

где A_1 и A_2 – коэффициенты, зависящие при прочих равных условиях от объема нагнетаемого кислотного раствора (при нагнетании через образцы горных пород 13 поровых объемов глинокислотного раствора $A_1 = 6,97$ и $A_2 = 0,53$, а 26 поровых объемов – $A_1 = 12$ и $A_2 = -0,9$); k_0 – начальная проницаемость пласта.

Газовое число смеси определяется по зависимости

$$G_p = \alpha_3 p_0 / p_{гкc}, \quad (9.31)$$

где G_p – расчетное газовое число смеси; α_3 – степень аэрации смеси (отношение объема газа к объему жидкости в нормальных условиях); p_0 – атмосферное давление; $p_{гкc}$ – забойное давление при закачке газокислотной смеси в пласты.

Ожидаемое забойное давление при закачке газокислотного раствора в пласты определяют по зависимости

$$p_{гкc} = AH \text{grad} p_{к0}, \quad (9.32)$$

где A – коэффициент, учитывающий повышение давления при нагнетании в пласты двухфазной газожидкостной смеси, для коллекторов проницаемостью $(5 \div 15) 10^{-3}$ мкм² при $G_p \leq 3$ по данным лабораторных исследований $A = 1,2$; H – глубина залегающих обрабатываемых пластов, м; $\text{grad} p_{к0}$ – градиент давления, определенный при нагнетании в пласты жидкой фазы, МПа/м,

$$\text{grad} p_{к0} = p_{к0} / H; \quad (9.33)$$

$p_{к0}$ – забойное давление при нагнетании в скважину жидкой фазы, МПа.

При отсутствии сведений о давлении $p_{к0}$ в процессе нагнетания жидкой фазы в скважину можно использовать среднее арифметическое значений давлений по другим скважинам этой же залежи. Для залежей нижнего карбона Глинско-Розбышевского газоконденсатного месторождения $\text{grad} p_{к0}$ при закачке жидкой фазы в пласты с давлением 0,7–0,8 гидростатического составляют 0,0128–0,0135 МПа/м.

Наибольшее значение степени аэрации $\alpha_{э.ж}$ достигается при использовании устьевого эжектирующего устройства при условии $p_n = p_c = p_y$. Для этого условия и определяется расчетная степень аэрации α_0 , обеспечивающая забойное давление $p_{г.к0}$ при закачке в пласты газокислотной смеси. Значение расчетной степени аэрации без учета гидравлических потерь давления при движении газокислотной смеси находят по зависимости

$$\alpha_p = \frac{(K_1 H 10^{-5} / 10) - p_{г.к0} + p_y}{p_0 \ln(p_{гкc} / p_y)}. \quad (9.34)$$

Здесь $K_1 = \rho_{\text{ж}} \left(1 + \alpha_p \frac{\rho_{\text{г0}}}{\rho_{\text{ж}}} \frac{p_0}{p_{\text{гкс}}} \right)$, где $\rho_{\text{ж}}$, $\rho_{\text{г0}}$ – плотность жидкости и газа при нормальных условиях.

При закачке газокислотных растворов в скважину с использованием эжектирующего устройства в большинстве случаев объемный расход кислотного раствора составляет 0,003–0,004 м³/с, а газовое число смеси равно 0,2–0,5. В таких условиях газожидкостная смесь при движении по насосно-компрессорным трубам имеет эмульсионную структуру. Потери давления на трение составляют 0,05–0,35 МПа на 1000 м, и при проектировании процесса на скважинах глубиной до 3000 м ими можно пренебречь.

Для определения степени аэрации α_3 , которой можно достичь применением эжектирующего устройства при диаметре сопла 4,5 мм и соотношении $f_3/f_4 = 3$ при различных значениях p_p , p_c и p_n , построены номограммы. На рис. 9.19 приведена номограмма для определения α_3 при $p_p = 50$ МПа и различных значениях p_c и p_n .

Определив по номограмме значение α_3 для условия $p_n = p_c = p_y$, сравнивают его с расчетным значением степени аэрации α_p , которое должно обеспечивать на забое давление $p_{\text{гкс}}$. Если значения α_3 и α_p равны, то процесс будет протекать при параметрах $p_n = p_c = p_y$ и p_p и соответствующим им.

Когда $\alpha_3 > \alpha_p$, при параметрах, принятых в расчете, гидростатическое давление газожидкостной смеси в стволе скважины будет недостаточным для обеспечения на забое $p_{\text{гкс}}$. В этом случае необходимо провести перерасчет степени аэрации, увеличив p_c на 1 МПа методом последовательных приближений до совпадения значений α_3 и α_p . Если значение $\alpha_3 < \alpha_p$, то процесс можно осуществлять при параметрах, принятых в расчете, так как это значение α_3 будет обеспечивать смесь, которая создает на забое давление, большее $p_{\text{гкс}}$ (при условии $p_n = p_c = p_y$). В результате этого давление на устье несколько снизится и установится согласованный режим нагнетания при принятых в расчете величинах p_n , p_p и несколько сниженных $p_c = p_y$. Дав-

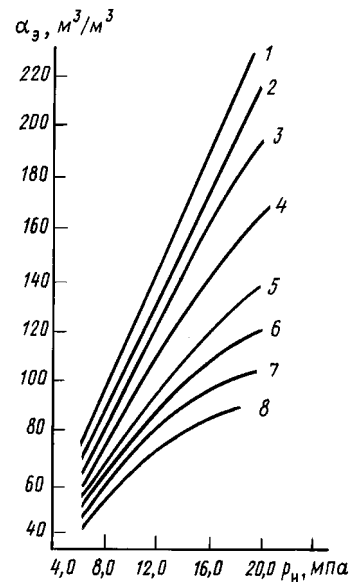


Рис. 9.19. Номограмма для определения степени аэрации в зависимости от давления в газовой линии p_n при $p_n = p_p = 50$ МПа, $p_c = p_n + 10$ МПа для эжектора с $f_1/f_2 = 3$: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 – зависимости для значений p_c , равных соответственно p_n , $p_n + 1$ МПа, $p_n + 3$ МПа, $p_n + 5$ МПа, $p_n + 7$ МПа, $p_n + 8$ МПа, $p_n + 9$ МПа, $p_n + 10$ МПа

ление p_c определяют путем кратковременного закрытия задвижки на газовой линии и остановки агрегата на нагнетательной линии до устьевого эжектирующего устройства.

В процессе проектирования основных параметров газокислотной обработки величина $g \text{ grad} p_{к0}$ вносится с погрешностью и значение расчетной степени аэрации α_p вычисляют без учета гидравлических потерь при движении газокислотной смеси. Фактический процесс будет осуществляться при параметрах, близких к расчетным. Значение давления на выходе из эжектора установится в соответствии со значением забойного давления и параметрами работы устьевого эжектора. В связи с этим необходимо по окончании процесса вычислить его параметры по фактическим данным для уточнения расчета параметров при проектировании последующих процессов.

При кислотной обработке низкопроницаемых слабокарбонатных коллекторов несвоевременное извлечение продуктов реакции кислотного раствора с породой и нагнетаемых жидкостей из обработанной части пласта часто приводит к снижению его фильтрационных характеристик, что отрицательно влияет на процесс освоения скважин. При обработке пластов газокислотными смесями величина газового числа смеси должна выбираться так, чтобы обеспечить наилучшие условия очистки обработанной части пласта от продуктов реакции и нагнетаемых жидкостей при освоении скважины. Необходимо, чтобы нижние значения газового числа смеси соответствовали условию фонтанирования (самоосвоения) скважины после нагнетания кислотного раствора в пласты.

Необходимую степень аэрации для обеспечения самоосвоения скважины при использовании в качестве жидкой фазы продавочной смеси нефти или конденсата нефтяного газа, а в качестве газовой фазы – природного газа высокого давления – можно определить из условия фонтанирования скважин. Установив значение удельного расхода газа для подъема жидкости из скважины, сравнивают его со значением степени аэрации α_3 , определяемым по номограмме (см. рис. 9.19), которое может обеспечить устьево эжектирующее устройство при заданных значениях p_p , p_n и p_c . Если α_3 больше удельного расхода газа для подъема жидкости из скважины, то последняя самоосвоится. Однако даже при соответствии условию фонтанирования скважины по НКТ она не самоосваивается, так как происходит переток жидкости из затрубного пространства в НКТ и образуется гидрозатвор. Для предотвращения этого явления затрубное пространство перед нагнетанием в скважину кислотного раствора заполняется газожидкостной смесью или пеной. При этом газовое число смеси в кольцевом пространстве должно также обеспечить условие фонтанирования скважины по НКТ или по затрубному пространству. В случае невозможности достижения газового числа смеси, обеспечивающего самоосвоение скважины, необходимо предусмотреть освоение скважины любым способом, позволяющим быстро и достаточно полно очистить обработанную часть пласта от продуктов реакции кислотного раствора с породой и нагнетаемых жидкостей. Так, нижние рациональные значения газового числа смеси при обработке как нефтенасыщенных, так и газонасыщенных пластов должны обеспечить самоосвоение скважины.

При выборе верхних значений газового числа смеси необходимо исходить из условия обеспечения максимального радиуса охвата воздействием, т.е. стремиться достичь максимальных газовых чисел. Однако при обработке нефтенасыщенных пластов следует также обеспечить максимальную подвижность в пласте (фазовую проницаемость) для жидкой фазы в процессе

освоения скважины. Это позволит наиболее полно извлечь из обработанной части пласта продукты реакции кислотного раствора с породой пласта и нагнетаемых жидкостей. При обработке нефтенасыщенных пластов газокислотными смесями верхнее рациональное значение газового числа смеси должно составлять не более 2. Это обеспечивает условия высокой подвижности жидкой фазы в пласте.

В процессе обработки газокислотными смесями газонасыщенных пластов для предотвращения образования в прискважинной зоне жидкостных барьеров обработку необходимо проектировать с обеспечением максимально возможных газовых чисел, желательно при значениях $G_p > 5$, т.е. с образованием атомизированной кислоты. Газовое число продавочной газокислотной смеси при обработке как нефтенасыщенных, так и газонасыщенных пластов должно быть максимально возможным, что обеспечит создание значительных депрессий на пласт в момент освоения скважины.

Изложенные представления о механизме процесса обработки низкопроницаемых слабокарбонатных коллекторов кислотными растворами в смеси с газообразными агентами успешно применяют для проектирования технологии обработки газокислотными смесями пластов в призабойной зоне на месторождениях объединения "Укрнефть".

9.4.3. ТЕХНОЛОГИЯ ГАЗОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Рассмотрим типовую технологическую схему обработки пластов в призабойной зоне скважин с использованием газообразных агентов (азота).

Устье скважины обвязывается с эжектором, к нагнетательной полости которого подсоединяется насосный агрегат, нагнетающий кислотный раствор, а к всасывающей полости – азотные установки, подающие газообразный азот. Оборудование для превращения жидкого азота в газообразный обеспечивается электроэнергией от передвижной электростанции.

Использование в качестве газообразного агента природного газа высокого давления с применением устьевого эжектирующего устройства упрощает технологию газокислотной обработки пластов, так как в технологической схеме исключается нагнетательная линия от эжектора к устью скважины, а также азотные установки и передвижная электростанция. Технологическая схема процесса приведена на рис. 9.20. Устье скважины оборудуют устьевым эжектором и обвязывают с насосным агрегатом, нагнетающим в скважину кислотный раствор и продавочную жидкость.

В зависимости от степени истощения пластовой энергии и технического состояния эксплуатационной колонны на основе полученных экспериментальных данных о механизме газокислотного воздействия на низкопроницаемые пласты разработаны две технологические схемы газокислотного воздействия с глушением скважины и без него.

При обработке пластов с давлением $p_{пл} \geq 0,9 p_{гст}$, а также при использовании эксплуатационных колонн, допускающих проведение работ при невысоких (10–15 МПа) давлениях, проектируют процесс газокислотной обработки с глушением скважины. Процесс осуществляют следующим образом: устье скважины оборудуют устьевым эжектирующим устройством и обвязывают с насосным агрегатом согласно технологической схеме (см. рис. 9.20). Скважину заполняют нефтью, конденсатом нефтяного газа или водой, обра-

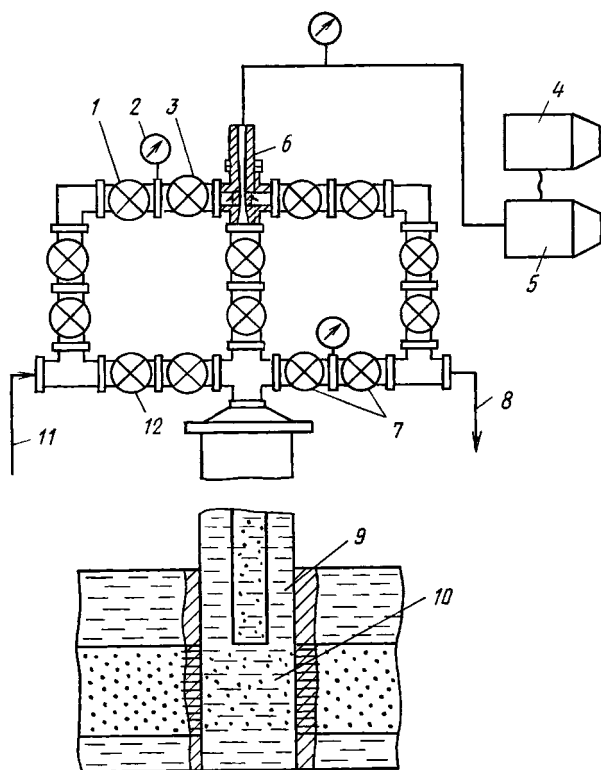


Рис. 9.20. Технологическая схема газокислотной обработки:

1, 3, 7, 12 – задвижки; 2 – манометр; 4 – кислотовод; 5 – агрегат 4АН-700; 6 – устьевое устройство; 8 – пружерная линия; 9, 10 – газожидкостная и газокислотная смесь соответственно; 11 – газ высокого давления

ботанной ПАВ. Далее определяют работоспособность устьевое эжектирующего устройства по методике, изложенной в подразделе 9.4.1. При нормальной работе эжектора приступают к нагнетанию через него кислотного раствора, причем в газовую полость эжектора подают газ. Газокислотную

смесь нагнетают в скважину при открытом затрубном пространстве. После нагнетания в скважину кислотного раствора объемом, равным 0,6–0,7 объема насосно-компрессорных труб, затрубное пространство за-

крывают и продолжают нагнетание смесью кислотного раствора с газом. Продавку газокислотной смеси осуществляют водой, обработанной ПАВ. После продавки газокислотной смеси скважину немедленно осваивают путем подачи газа высокого давления в лифт при открытом затрубном пространстве. Если давления газа для освоения скважины недостаточно, то ее осваивают аэрацией, подавая через устьевой эжектор воду, обработанную ПАВ, и газ из шлейфа. Впервые газокислотная обработка пласта с глушением скважины была опробована на Глинско-Розышевском газоконденсатном месторождении. Продуктивные пласты нижнего карбона этого месторождения представлены песчаниками и в меньшей мере алевролитами проницаемостью $(0,5\div 40)10^{-3}$ мкм² и пористостью 9–15%. Указанные характеристики близки к характеристикам образцов горных пород, использованных при экспериментальных исследованиях. Эти же объекты подвергали кислотному воздействию по обычной технологии на ранней стадии разработки, когда пластовое давление было выше гидростатического, однако малоэффективным. По мнению авторов, это обусловлено несвоевременным и недостаточно полным извлечением продуктов реакции и нагнетаемых жидкостей из обработанной части пласта. Поэтому именно эти объекты выбраны для проведения первых газокислотных обработок. Опишем кратко процесс газокислотной обработки скв. 114, где пласты горизонта К-26-27 ($p_{пл} = 18,2$ МПа) залегают на глубине 3374–3487 м. До обработки дебит газа составил 152 тыс. м³/сут и конденсата нефтяного газа – 9 т/сут. После обвязки устья скважины в соответствии со схемой (см. рис. 9.20) скважину заполнили водой, обработанной ПАВ, затем

агрегатом 4АН-700 стали нагнетать через устьевой эжектор глинокислотный раствор в смеси с природным газом высокого давления. В пласты поочередно провели нагнетание $4,5 \text{ м}^3$ 10 %-ной HCl + $0,06 \text{ м}^3$ формалина, затем 10 м^3 10 %-ной HCl + 1 %-ной HF и $0,08 \text{ м}^3$ формалина и последнюю порцию кислотного раствора – $4,9 \text{ м}^3$ 10 %-ной HCl и $0,06 \text{ м}^3$ формалина. Продавливали газокислотную смесь водой, обработанной ПАВ, в смеси с газом. Давление до эжектирующего устройства p_p составляло 40–42 МПа, давление в газовой линии $p_n = 18\text{--}18,5$ МПа, давление на выходе из эжектора $p_c = 19$ МПа. Степень аэрации, достигаемая при таких параметрах давления на эжекторе, составляла $170\text{--}180 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Газовое число смеси $\Gamma_p = 0,3\text{--}0,35$. После продавки газокислотной смеси в пласты скважину освоили за 4 ч подачей газа высокого давления в лифт. Скважина в течение 5 сут восстанавливала производительность до первоначальной, а затем на протяжении 8 сут увеличивала дебит. Это, очевидно, происходило за счет дополнительной очистки призабойной зоны газонасыщенного пласта от нагнетаемых жидкостей. Дебит газа стабилизировался на уровне 200 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, при этом давление в буфере увеличилось на 0,5–1 МПа, по сравнению с буферным давлением во время обработки. На рис. 9.21 приведены результаты гидродинамических исследований скв. 114 до газокислотной обработки и после нее. Исследованиями установлено, что после газокислотного воздействия уменьшились коэффициенты фильтрационных сопротивлений A и B . Коэффициент продуктивности по скважине увеличился более чем в 1,5 раза. Уменьшение коэффициента B происходит в результате изменения структуры порового пространства обработанной части пласта. Факт изменения структуры порового пространства, увеличения количества пережимов и расширений, появления проводящих каналов размером 20–40 мкм установлен исследованием образцов горных пород в шлифах.

По аналогичной технологии проведены газокислотные обработки пластов К-26-27 в скв. 112 и 113, однако на скв. 113 получено незначительное увеличение дебита газа (дополнительная добыча газа составила $12,4 \text{ тыс. м}^3$), а продолжительность эффекта 1 мес. Обработка пластов газокислотной смесью на скв. 112 оказалась неэффективной.

Низкая эффективность газокислотной обработки пластов в скв. 113 и 112 Глинско-Розбышевского газоконденсатного месторождения обусловлена тем, что в связи с незначительной приемистостью этих скважин давление при продавке газокислотного раствора увеличилось до 28 и 35 МПа, а газовые числа смеси при этом составляли 0,21 и 0,07 соответственно. Вследствие таких низких газовых чисел смеси значительно увеличились сроки освоения скв. 113 и 112 по сравнению со скв. 114. Сква. 113 осваивали в течение 14 ч, а скв. 112 – в течение 27 ч. Таким образом, промысловый опыт подтверждает главный вывод, полученный в результате лабораторных исследований, о том,

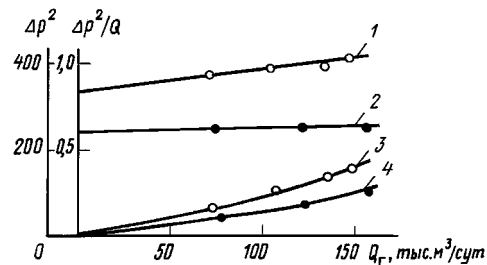


Рис. 9.21. Результаты исследования газовой скв. 114 Глинско-Розбышевского газоконденсатного месторождения:
1, 2 – значения $\Delta p^2/Q$ соответственно до газокислотной обработки и после нее; 3, 4 – значения Δp^2 соответственно до газокислотной обработки и после нее

что при кислотной обработке газонасыщенных пластов для обеспечения высокой эффективности процесса необходимо немедленно и наиболее полно очистить обработанную часть пласта от продуктов реакции кислотного раствора и нагнетаемых в пласт жидкостей.

Технологическая схема газокислотной обработки пласта с глушением скважины испытана также на нефтяных скважинах Глинско-Розбышевского месторождения. Одна из первых газокислотных обработок пластов была проведена на скв. 68. Продуктивные пласты горизонта П-3 (пермские отложения) представлены полимиктовыми песчаниками мелко- и среднезернистыми, непрочно сцементированными, слабокарбонатными (до 5 %). Цемент смешанный, карбонатно-глинистый и глинисто-карбонатный. Содержание цемента 10–40 %. В составе карбонатов отмечены кальцит и доломит. Глинистый материал представлен каолинитом. Горизонт П-3 сообщен со стволом скважины при помощи кумулятивной перфорации зарядами ПК-103 в интервалах 1862–1867 и 1876–1883 м. При эффективной толщине пласта 8 м скважина введена в эксплуатацию в 1963 г. с дебитом 62,5 т/сут нефти. В 1975 г. в связи с обводненностью продукции проведены изоляционные работы и скважина введена в эксплуатацию с дебитом 17 т/сут нефти и 3,07 т/сут воды. Текущий дебит на момент обработки скважины составил 7,4 т/сут нефти и 2,6 т/сут воды, пластовое давление 16,8 МПа. Скважина эксплуатируется газлифтным способом, и в связи с этим имеется природный газ высокого давления. Устье скважины обвязали согласно технологической схеме (см. рис. 9.20). Заполнили скважину нефтью, после чего в пласты последовательно стали нагнетать кислотные растворы в смеси с газом: 1-я порция – 3 м³ 12 %-ной HCl; 2-я порция – 6 м³ 12 %-ной HCl + 1 %-ной HF; 3-я порция – 3 м³ 12 %-ной HCl.

При нагнетании и продавливании газокислотной смеси в пласты давление до эжектора $p_p = 38 \div 40$ МПа, давление в газовой линии $p_n = 12 \div 12,5$ МПа и давление на выходе из эжектора $p_c = 14 \div 15$ МПа. Степень аэрации при этих параметрах процесса достигала 120 м³/м³. После продавливания газокислотной смеси газоводяной смесью в объеме лифта и прифилтровой части обсадной колонны скважину разрядили в амбар и освоили на протяжении 3 ч подачей газа в лифт. В процессе освоения скважины отобрали пробы кислотного раствора и определили остаточную кислотность. Остаточная кислотность (средняя из пяти проб) составляла 0,27 %, что подтверждает положение о практически полной нейтрализации кислотного раствора при движении его в поровом пространстве. По аналогичной технологии проведено еще шесть и три скважино-операции соответственно на нефтяных и газовых скважинах Глинско-Розбышевского нефтегазового месторождения, технологические параметры и результаты которых приведены в табл. 9.10.

При пластовых давлениях по горизонту П-3, составляющих 0,8–0,9 гидростатического, добавка газа к кислотному раствору позволила ускорить процесс освоения скважины после газокислотной обработки, сократив его от 10 до 2 ч. Это обеспечило достаточно высокую эффективность – до 2 тыс. т нефти и 156 тыс. м³ газа на одну успешную операцию газокислотной обработки. Однако по скв. 66 с пластовым давлением, равным 0,72 гидростатического, в результате несвоевременного освоения (освоение длилось 10 ч) получен отрицательный результат от газокислотного воздействия, дебит нефти по скважине снизился от 48 до 45 т/сут, скважина восстановила свой дебит

Таблица 9.10

Параметры обработок газированной кислотой

Номер скважины	Середина интервала перфорации, м	Дата обработки	Пластовое давление, МПа	Газовое число Γ_p	Пластовая температура, °С	Дебит скважин до/после обработки		
						жидкости, т/сут	нефти, т/сут	газа, тыс. м ³ /сут
91	1819	25.09.75	15,0	0,37	53	0/180	0/13	0/0,3
68	1872	10.10.75	15,0	0,40	52	8/150	6/27	0,3/0,6
66	1897	1.06.76	14,9	0,48	53	48/45	2,4/1,3	0,11/0,11
183	1842	6.08.76	16,5	0,31		Прироста дебита не	получено	
201	2790	21.01.76	24,8	0,32	78			
114	3395	18.04.75	16,0	0,38	86	–	9/16	152/221
113	3690	13.05.76	13,1	0,26	96	–	11/12	142/152
112	3651	4.06.77	24,7	0,07	101	–	0	0

лишь после 3 мес эксплуатации. Не получено также прироста дебита по скв. 183, освоение которой продолжалось 6 ч.

Так, промысловыми испытаниями установлено, что и при обработке нефтенасыщенных коллекторов одним из основных факторов, влияющих на эффективность процесса газокислотного воздействия, является своевременная и качественная очистка обработанной части пласта.

Вопрос совершенствования технологии газокислотного воздействия для улучшения условий очистки обработанной части пласта остро возник при повышении производительности скважин Чижевского нефтяного месторождения, пластовое давление по которому снизилось до значения 0,46 гидростатического. Кроме того, нефть по некоторым скважинам при контакте с кислотным раствором образовывала стойкие эмульсии, при движении которых по пласту в процессе освоения скважины после воздействия увеличились потери пластового давления. В таких условиях при значительном истощении пластовой энергии в пласты дополнительно проникала и жидкость, которой скважину глушили перед воздействием на пласт. Это тоже усложняло процесс освоения скважины. Особенно существенное влияние жидкости глушения на процесс освоения скважин отмечено при проникновении ее в газонасыщенные пласты с давлением 0,5 гидростатического и ниже.

Для улучшения условий освоения скважин и снижения отрицательного влияния жидкости глушения предложена новая технологическая схема газокислотной обработки пласта без глушения скважины. Эта технология реализуется, как правило, на работающих скважинах. После капитального ремонта скважину сначала пускают в работу, и после стабилизации дебита проектируют газокислотную обработку. На нефтяных скважинах процесс осуществляют следующим образом. Устье скважины обвязывают, как и при газокислотной обработке по технологии без глушения скважины (см. рис. 9.20), закрывают затрубное пространство и в лифт через эжектор нагнетают газированную нефть.

Так как в кольцевом пространстве работающей скважины над уровнем нефти находится газ, за счет разницы плотностей он начинает сжиматься, и в затрубном пространстве давление будет увеличиваться. После стабилизации давления в затрубном пространстве газированная нефть начнет фильтроваться в пласты, а в скважине устанавливается равновесное состояние. В процессе нагнетания газированной нефти в скважину необходимо строго следить за давлением в затрубном пространстве – оно не должно быть выше допустимого на эксплуатационную колонну. В случае увеличения давления в затрубном пространстве выше допустимого его стравливают на 0,5–1 МПа

при помощи задвижки. Снижение давления в затрубном пространстве приведет к уменьшению столба газа в затрубном пространстве и увеличению столба газированной нефти, поэтому общий вес флюидов в кольцевом пространстве возрастает и повысится давление на забой. В результате этого создается равновесная система, давление в затрубном пространстве стабилизируется ниже допустимого на эксплуатационную колонну, и газированная нефть начнет фильтроваться в пласты. В этот момент вместо нефти через эжектор нагнетают кислотный раствор, не прекращая при этом подачу газа. Продавливание газокислотной смеси осуществляют газированной нефтью. После этого скважину осваивают, для чего открывают затрубное пространство, а в лифт подают природный газ. Если в процессе заполнения скважины и продавливания газокислотной смеси газированной нефтью соотношение газообразной и жидкой фаз было достаточным для обеспечения фонтанирования скважины (оно является нижним рациональным значением при проектировании процесса), то скважина после окончания продавливания газокислотной смеси в пласты фонтанирует и самоосваивается.

При осуществлении процесса на газовой скважине выполняется та же последовательность технологических приемов, только в качестве буферной газожидкостной смеси применяют газометанольную смесь или смесь с конденсатом нефтяного газа, а перед началом нагнетания смеси в скважину последнюю закрывают до стабилизации давления в затрубном пространстве.

При плохой приемистости скважины возможен случай, когда уровень газожидкостной смеси в затрубном пространстве достигает устья скважины, но при этом давление в затрубном пространстве не стабилизируется и при дальнейшем нагнетании газожидкостной смеси будет увеличиваться, превышая допустимое на обсадную колонну. Тогда необходимо уменьшить количества эжектируемого газа, прикрывая задвижки на газовой линии, для утяжеления столба газожидкостной смеси в затрубном пространстве, что приведет к росту давления на забой скважины и снижению давления в затрубном пространстве. Предельным вариантом этой технологии при заполнении скважины жидкостью без газа является технология газокислотной обработки пластов с глушением скважины.

Технологию газокислотной обработки пластов без глушения скважины широко применяют на Чижевском нефтяном и Глинско-Розбышевском газоконденсатном месторождениях. В качестве примера рассмотрим процесс газокислотной обработки скв. 37 Чижевского месторождения. Сква. 37 введена в эксплуатацию с дебитом 40 т/сут нефти, полученным из горизонта К-27 при интервале перфорации 3753–3790 м. В 1979 г. дебит фонтанирующей скважины снизился до 15,2 т/сут, а пластовое давление составляло 0,43 гидростатического. Сква. 37 закрыли для стабилизации устьевого давления, которое через 48 ч установилось на уровне 5 МПа. Устье скв. 37 обвязали согласно схеме (см. рис. 9.20), и через устьевой эжектор в лифт начали нагнетать конденсат нефтяного газа и природный газ высокого давления. После нагнетания 31 м³ конденсата давление в затрубном пространстве выросло до 21 МПа и стабилизировалось на этом уровне. Далее стали нагнетать в скв. 37 газокислотную смесь следующего состава: 1-я порция – 3 м³ 10 %-ной HCl + 0,3 %-ной лимонной кислоты; 2-я порция – 6 м³ 10 %-ной HCl + 1,5 %-ной HF + 0,3 %-ной лимонной кислоты; 3-я порция – 3 м³ 10 %-ной HCl + 0,2 %-ной лимонной кислоты.

Газокислотный раствор продавили в пласты газоконденсатной смесью. При этом давление в затрубном пространстве увеличилось до 21,7 МПа, а в

конце продавливания снизилось до 20,5 МПа. После продавливания газокислотного раствора скв. 37 разрядили по затрубному пространству в амбар. После снижения давления в затрубном пространстве до 0,5 МПа скв. 37 начала фонтанировать, и за 2 ч произошло ее освоение.

При газокислотной обработке давление до эжектора составляло 43–45 МПа, на выходе из эжектора – 19–21 МПа, в газовой линии – 10,5 МПа, степень аэрации достигла $100\text{--}105\text{ м}^3/\text{м}^3$. На рис. 9.22 приведены результаты гидродинамических исследований скважины. В результате газокислотной обработки коэффициенты продуктивности скв. 37 (Чижевское месторождение) увеличились в 6,3 раза. Она проработала с увеличенным дебитом более 24 мес. После газокислотной обработки дебит скв. 37 возрос более чем в 3 раза. По описанной технологии газокислотной обработки пластов без глушения скважин в НГДУ "Полтавонефтегаз" проведено 24 скважино-операции.

Технология газокислотной обработки пластов без глушения испытана и на газовых скважинах Глинско-Розышевского газоконденсатного месторождения. В качестве примера рассмотрим обработку пластов в скв. 204, которая введена в эксплуатацию с дебитом 860 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ газа и 36 т/сут конденсата нефтяного газа. Интервал перфорации горизонта К-29-30 составлял 3235–3533 м. В 1971 г. с целью увеличения производительности в скв. 204 была проведена кислотная обработка по стандартной технологии, после которой дебит скважины по газу снизился от 748 до 622 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Обработка была проведена при пластовом давлении, равном 0,97 гидростатического. В 1973 г. осуществлена повторная кислотная обработка по обычной технологии, после которой дебит снова снизился от 435 до 120 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Пластовое давление во время проведения повторной обработки по обычной технологии составило 0,85 гидростатического. В 1976 г. на скв. 204 были проведены капитальный ремонт и пенокислотная обработка, дебит составил 100–120 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ газа. В 1978 г. осуществлена дополнительная перфорация в интервале 3369–3438 м, после чего дебит составил 241,7 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ газа. В то же время при текущем пластовом давлении, составлявшем 0,49 гидростатического, на скв. 204 была запроектирована и проведена газокислотная обработка пластов по технологии без глушения скважины. Технологию газокислотной обработки осуществляли следующим образом. Сква. 204 закрыли для стабилизации устьевого давления. По истечении 24 ч давление на устье стабилизировалось на уровне 15 МПа, устье обвязали согласно технологической схеме (см. рис. 9.20). При закрытой задвижке в затрубном простран-

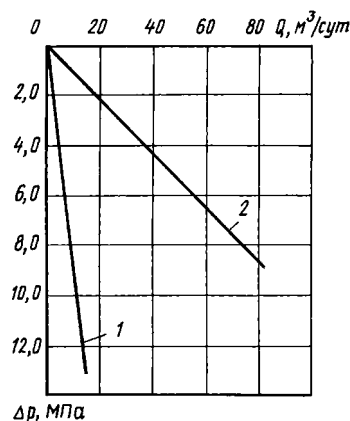


Рис. 9.22. Результаты гидродинамических исследований нефтяной скв. 37 Чижевского месторождения:
1, 2 – до газокислотной обработки и после нее соответственно

ве в лифт через устьевой эжектор нагнетали конденсат нефтяного газа, одновременно подавая в газовую полость эжектора природный газ. После нагнетания в скв. 204 конденсата нефтяного газа объемом $14,5 \text{ м}^3$ давление в затрубном пространстве стабилизировалось на уровне $24,7 \text{ МПа}$, что указывало на фильтрацию газоконденсатной смеси в пласт. В этот момент в скв. 204 вместо конденсата нефтяного газа начали нагнетание глинокислотного раствора, не прекращая при этом подачу газа. Объемы и состав глинокислотного раствора такие же, как и на скв. 37 Чижевская. При нагнетании газокислотной смеси в пласты давление в затрубном пространстве сначала увеличилось на $0,5 \text{ МПа}$, а после откачивания второй порции кислотного раствора снизилось на $0,7 \text{ МПа}$. Рост давления в затрубном пространстве скв. 204 в процессе нагнетания газокислотной смеси в пласты происходит из-за того, что увеличивается фильтрационное сопротивление по сравнению с движением в пласт газоконденсатной смеси. Это приводит к частичному перекачиванию газокислотной смеси в затрубное пространство. Однако при фильтрации газокислотной смеси по пласту возрастает его проницаемость, что приводит к снижению потерь давления при движении газокислотной смеси в призабойной зоне пласта, а за счет упругой энергии газа, сжатого в затрубном пространстве, перекачанная в него газокислотная смесь оттесняется в пласты. Однако если давление в затрубном пространстве в процессе продавливания газокислотной смеси в пласты не снижается до значения давления, которое стабилизировалось в момент фильтрации в пласты газоконденсатной смеси или ниже его, то после продавливания газокислотной смеси в затрубное пространство нагнетается конденсат нефтяного газа в объеме не более половины первой порции кислотного раствора. Продавливание газокислотной смеси осуществляли газоводяной смесью в объеме, равном объему насосно-компрессорных труб. После продавливания газокислотной смеси провели освоение скв. 204 по НКТ в амбар; она самоосвоилась в течение $1,5 \text{ ч}$.

В процессе проведения газокислотной обработки давление в газовой линии поддерживалось на уровне $13\text{--}13,5 \text{ МПа}$, давление до эжектора составляло 43 МПа , на выходе из эжектора в процессе нагнетания газокислотной смеси – от 17 до 18 МПа . При этих параметрах процесса степень аэрации достигла $127 \text{ м}^3/\text{м}^3$. После газокислотной обработки дебит скв. 204 увеличился до $348,5 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ газа и до $24,6 \text{ т}/\text{сут}$ конденсата нефтяного газа.

Технология газокислотной обработки пласта без глушения скважины может также успешно применяться на скважинах с пластовыми давлениями намного ниже гидростатического. Если скважины со значительным истощением пластового давления $p_{\text{пл}} < 0,5p_{\text{ст}}$ заглушить, то часто в процессе их освоения даже при продувке лифта до башмака они не осваиваются, так как перепада давления в призабойной зоне недостаточно для очистки пласта от проникших в него жидкостей. В этом случае скважину можно освоить длительным дренированием при максимально возможных депрессиях или после увеличения фильтрационной характеристики пласта в призабойной зоне скважин за счет обеспечения наилучших условий для очистки пласта от продуктов реакции и нагнетаемых жидкостей. Эту задачу и позволяет решить технология газокислотной обработки пласта без глушения скважины. Пример использования технологии показан по скв. 207 Глинско-Розышевского газоконденсатного месторождения. Интервал перфорации газонасыщенного пласта в скв. 207 $3475\text{--}3639 \text{ м}$, пластовое давление на момент ее глушения для ревизии лифта составлял $0,3$ гидростатического. По-

сле глушения пластовой водой скв. 207 не осваивалась даже после неоднократной полной продувки НКТ до башмака. Так, она периодически дренировалась в течение нескольких месяцев, однако освоить ее не удалось. На скв. 207 в 1978 г. провели газокислотную обработку пласта по технологической схеме без глушения скважины. Перед этим скв. 207 полностью продули газом, после чего закрыли затрубное пространство и из шлейфа подали в нее газ до стабилизации давления на устье скважины. Давление стабилизировалось на уровне 11 МПа.

Далее устье скв. 207 обвязали согласно технологической схеме (см. рис. 9.20) и осуществили процесс с аналогичной последовательностью технологических приемов на скв. 204. Давление кислотного раствора до эжектора составляло 32 МПа, в газовой линии – 10 МПа, на выходе из эжектора – 11,5 МПа. По окончании процесса разрядили НКТ и затем – затрубное пространство. После подачи газа в НКТ скв. 207 начала работать по затрубному пространству в амбар. В течение 5 сут ее дебит восстановили до уровня на момент ее глушения, а в последующие 12 сут дебит увеличился до 87,8 тыс. м³/сут. С возросшим дебитом скв. 207 проработала 11 мес. Параметры скважин, технологии и результаты газокислотного воздействия на нефте- и газонасыщенные пласты без глушения скважин приведены в табл. 9.11. Таким образом, при осуществлении газокислотной обработки пластов со значительным истощением пластовой энергии после глушения скважин в процессе их ремонтов решается задача увеличения производительности и освоения скважин.

В результате внедрения газокислотных обработок на месторождениях в НГДУ "Полтаванефтегаз" получен ряд технологических и экономических преимуществ. Основным показателем технологической эффективности явля-

Таблица 9.11

Номер скважины	Середина интервала перфорации, м	Пластовое давление, МПа	Газовое число	Пластовая температура, °С	Дебит скважины до/после обработки		
					жидкости, т/сут	нефти, т/сут	газа, тыс. м ³ /сут
Чижевское месторождение							
185	2953	23,2	0,27	85	13,2/35	13,2/34,3	11,3/27,2
29	3804	18,3	0,34	102	3/23,1	3,0/23,7	3,0/86,7
30	3801	18,8	0,21	97	8,6/16	6,9/14,1	172,2/177
26	3811	17,9	0,33	100	8,5/26,8	8,0/23	
39	3803	18,5	0,25	95	17/46,7	17,0/1,1	26,0/70
37	3771	16,34	0,23	103	15,2/52	15,2/52	30,0/48
44	3779	16,25	0,19	103	4,9/67,5	4,9/67,5	5,7/75
35	3770	16,53	0,21	103	18,6/37,4	18,6/34,4	30,7/42,4
26	3313	17,1	0,31	90	20,5/33,8	15,2/25,0	24,3/40,7
39	3809	15,3	0,28	95	8,1/9,8	7,9/9,5	10,7/9,9
48	3812	15,3	0,34	100	23,7/30	22,8/29,1	15,6/19
54	3851	11,1	0,36	105	10/15	0,2/2,3	0,1/21,3
38	3801	15,0	0,27	97	15,6/27,6	15,1/26,5	22,3/38,4
44	3777	15,9	0,32	103	15,4/26	14,0/23,4	10,5/18,3
45	3741	16,9	0,26	103	6,9/10	5,9/8,5	7,7/11,1
33	3759	19,2	0,25	102	27,5/34,4	25,6/32	22,9/28,8
58	3521	14,7	0,35	92	18,6/26,8	18,4/26	12,6/24,7
49	3830	12,1	0,23	103	5,3/8,5	0,1/8,2	0,03/7
45	3741	16,9	0,21	103	5,5/5,7	4,7/4,8	5,5/5,7
Глинско-Розбышевское месторождение							
203	3091	15,95	0,27	96	5,9/9,7	6,9/8,7	30,4/44,8
206	1840	16,2	0,28	52	2,0/3,5	1,9/3,4	0,1/0,2
233	3811	12,2	0,31	100	9,5/17,5	9,2/16,8	9,3/16,0

ется повышение уровня дополнительной добычи нефти и газа, а также успешности операций. Это достигается за счет реализации достоинств процесса: ускоренного извлечения продуктов реакции и освоения скважин после проведения обработок. Наиболее полно указанные преимущества выявлены в газовых и нефтяных скважинах на поздней стадии разработки месторождений с низкой пластовой энергией. Применение газокислотных смесей и технологических схем обработок без глушения скважин позволило увеличить производительность скважин в 1,5–9 раз.

Необходимо отметить, что если указанные результаты весьма показательны даже для карбонатных коллекторов, то для терригенных пород они однозначно определяют высокую эффективность процесса.

За 6 лет проведено 56 газокислотных обработок, в результате чего дополнительно добыто 75,8 тыс. т нефти и 232,7 млн. м³ газа. В первые 2 года газокислотные обработки проводили по технологической схеме с глушением скважин. При этом успешность операций изменялась в широком диапазоне – от 100 % до 0, а дополнительная добыча на успешную операцию составляла 0,4–0,8 тыс. т нефти и 0,2–4 млн. м³ газа. Переход на технологию газокислотных обработок без глушения скважин позволил резко повысить эффективность обработок. Прирост добычи на успешную операцию составил 1,1–4,6 тыс. т нефти и конденсата нефтяного газа и 4–19 млн. м³ газа, успешность операций 81–100 %. При этом достигнуто также увеличение длительности эффекта до 310–378 сут.

Улучшение фильтрационно-емкостных характеристик в призабойной зоне после осуществления газокислотных обработок нефтяных скважин (Чижевское месторождение) позволило продлить время фонтанирования скважин в условиях резкого снижения пластовых давлений. В отдельных случаях газлифтные скважины после газокислотного воздействия были переведены на фонтанный способ эксплуатации (скв. 44, 37, 26). Некоторое снижение показателей эффективности газокислотных обработок произошло в связи со снижением пластового давления на основных объектах на 50–70 % и составило 0,3–0,4 гидростатического. Это привело к переводу фонтанных нефтяных скважин на другие способы эксплуатации. Кроме того, происходит интенсивное обводнение пластов, в связи с чем сокращается фонд скважин для первичных обработок. Проведение повторных обработок при тех же параметрах процесса характеризуется значительным снижением как дополнительной добычи, так и продолжительности эффекта. Последнее обуславливает новые требования к выбору объектов для кислотного воздействия, а также совершенствование рецептов и технологий обработок.

9.5. ТЕРМООБРАБОТКА СКВАЖИН УГЛЕВОДОРОДНЫМИ ЖИДКОСТЯМИ С АЗОТОМ

Забойная температура при эксплуатации скважин Битковского месторождения (37–39 °С) ниже температуры кристаллизации парафина в пластовых условиях (42–45 °С). Сделан вывод о возможности парафиновыпадения в призабойной зоне скважин и рекомендовано применение тепловых методов. В настоящее время в связи с дальнейшим развитием режима растворенного газа дебиты скважин снизились до нескольких тонн в сутки, газовые факторы выросли до 2–3 тыс. м³/т, что повлекло за собой еще большее снижение температуры в работающих пластах у ствола скважины (до 30 °С). Пласто-

вое давление снизилось до 0,5 гидростатического, так как условия извлечения растворенного парафина после термообработки (ТО) призабойной зоны скважины ухудшились.

ТО осуществлена на Битковском месторождении путем закачки приблизительно 50 м^3 горячего растворителя (нефти или дизельного топлива) при температуре на устье $T_y = 73 \text{ }^\circ\text{C}$ и с применением специальной установки для огневого подогрева нефти на поверхности при $T_y = 161 \text{ }^\circ\text{C}$. При термообработках в пласт закачивали обычно $20\text{--}30 \text{ м}^3$ растворителя (нефть, конденсат и др.) с расходом $0,2\text{--}0,3 \text{ м}^3/\text{мин}$ при давлении на устье $p_y = 5\text{--}20 \text{ МПа}$. Остальная жидкость оставалась в стволе скважины. Средняя дополнительная добыча D на одну ТО составила $D_{73}^0 = 150 \text{ т}$ по 86 операциям и $D_{161}^0 = 233 \text{ т}$ по 73 операциям, т.е. с ростом температуры на устье дополнительная добыча увеличилась в 1,5 раза. По некоторым скважинам определяли изменение забойной температуры $T_{\text{заб}}$ при ТО. Например, по данным замера в скв. 563 на глубине 1500 м до термообработки $T_3 = 36,4 \text{ }^\circ\text{C}$, после циркуляции 30 м^3 нефти $T_3 = 39 \text{ }^\circ\text{C}$ при $T_y = 60\text{--}120 \text{ }^\circ\text{C}$.

После закачки в пласт 30 м^3 нефти с расходом $0,25 \text{ м}^3/\text{мин}$ $T_3 = 54 \text{ }^\circ\text{C}$ при $T_y = 155 \text{ }^\circ\text{C}$. Средний прирост температуры на забое по сравнению с начальной составил $11 \text{ }^\circ\text{C}$, а количество теплоты, внесенной в пласт, равно 586 тыс. кДж . Если принять среднюю поглощающую мощность пласта равной 20 м (по данным термометрических исследований скважин), то расчетный радиус, где пластовая температура увеличится на $10 \text{ }^\circ\text{C}$, будет не более 1 м , хотя радиус проникновения закачиваемой жидкости достигает $2,5 \text{ м}$. При этом повышение температуры в зоне прогрева над температурой кристаллизации составит всего $2\text{--}5 \text{ }^\circ\text{C}$. При такой небольшой глубине и степени прогрева резервы повышения эффективности процесса состоят, очевидно, в увеличении забойной температуры и немедленном (до остывания) выносе теплового растворителя с парафином из пласта.

Рассмотрены возможности улучшения технологии в указанных направлениях с применением газифицированного жидкого азота. При прочих равных условиях можно достигнуть увеличения забойной температуры в 2 раза за счет заполнения затрубного пространства газообразным азотом на 25% , если к жидкости-теплоносителю добавить газообразный азот в количестве приблизительно $250 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Пока применяется вариант усовершенствованной технологии термообработки, заключающейся в добавке $60 \text{ м}^3/\text{м}^3$ азота к жидкости, заполняющей затрубное пространство скважины и закачиваемой в пласт. В результате этого несколько снижаются тепловые потери и обеспечивается немедленное после закачки и более полное извлечение растворителя с парафином из пласта.

В табл. 9.12 приведены данные о технологии и результатах характерных процессов термообработки призабойной зоны без азота и с азотом по некоторым фонтанным скважинам Битковского месторождения НГДУ "Надворнаянефтегаз".

Технология термообработки с азотом (АТО) следующая. Не изменяя глубины подвески труб, производят прямую циркуляцию растворителя при расходе $0,3\text{--}0,4 \text{ м}^3/\text{мин}$ и азота при $12 \text{ м}^3/\text{мин}$ ($T_y = 120\text{--}200 \text{ }^\circ\text{C}$) в объеме ствола скважины обычно в течение 1 ч. При том же расходе азота и меньшем расходе жидкости $0,2\text{--}0,3 \text{ м}^3/\text{мин}$ при $T_y = 160\text{--}200 \text{ }^\circ\text{C}$ и давлении до 20 МПа на протяжении $1,5\text{--}2,5 \text{ ч}$ закачивают в пласт $20\text{--}30 \text{ м}^3$ растворителя при закрытом затрубном пространстве. Открывают затрубную задвижку и

Таблица 9.12

Эффективность периодических ТО и АКО

Номер скважины	Вскрытый интервал, диаметр, мм; глубина спуска НКТ, м	Объем жидкости с учетом заполнения эксплуатационной колонны, м ³	Расход жидкости, м ³ /мин	Использованное количество жидкого азота, т		Длительность освоения, ч	Давление закачки теплоносителя, МПа	Температура растворителя на устье скважины °С	Дебит, т/сут		Дополнительно добыто нефти, т
				для обработки	для освоения				до обработки	после освоения	
648 Б	1575–1893; 73; 1567	50	0,27	–	–	> 12	14	190	5,4	6,0	10
		50	0,23	3,0	3,0	3	16	180	2,2	4,0	190
		49	0,32	2,0	3,0	4	17,5	200	2,3	3,5	140
		55	0,30	2,5	2,0	2	17	180	1,8	3,7	222
		50	0,33	–	–	> 10	16	185	2,0	2,3	55
580 Б	1732–2023; 73; 1736	60	0,20	2,5	2,0	3	5	200	23,0	27,0	394
		57	0,21	–	–	> 12	0	230	21,4	24,9	128
535 Б	1615–1895; 73×60; 1597	45	0,23	–	–	> 12	0	230	2,0	2,0	0
		45	0,30	3,0	2,0	3	14	190	1,0	3,7	536
		50	0,29	2,5	2,0	3	8	215	0,8	4,0	375
		70	0,19	3,0	0,5	140	20	180	1,0	1,0	–
100 Тв	2042–2045; 73; 2029	50	0,29	–	–	> 10	23	180	16,0	19,0	254
		50	0,28	–	–	> 10	21	200	16,0	18,0	130
		49	0,29	3,0	1,0	< 1	21	200	15,4	24,0	1629

продолжают закачку в трубы до 2000 м³ азота при давлении на устье до 12 МПа. Через 2–3 ч скважину осваивали. Весь процесс продолжался 5–7 ч. При закачке растворителя без азота (см. табл. 9.12) давление закачки обычно меньше (однофазный поток), а продолжительность освоения намного больше. Исключение составляет освоение скв. 535 Б после третьей термообработки с азотом, длительность освоения которой составляет 140 ч. Объясняется это нехваткой азота для полной продувки скважины сразу после проведения процесса. Остальные параметры процессов АТО и ТО практически не отличаются. Всего с начала внедрения проведено 32 скважино-операции АТО, за счет чего получено дополнительно более 7000 т нефти.

При применении статистических методов для оценки ТО и АТО результаты во многом зависят от однородности исходного материала, поэтому подбор его сделан целенаправленно. Основные принципы формирования выборки следующие.

1. Сопоставление результатов ТО и АТО проводили с целью уменьшения вариации по геологическим причинам, условиям вскрытия пласта и эксплуатации скважин.

2. Количество теплоты, генерируемое на устье скважины и подлежащее доставке в пласт, при ТО должно быть не меньше, чем при АТО с азотом, объем растворителя, скорость его закачки и другие – примерно одинаковыми.

3. Количество нефти, добытой из скважин между обработками, тоже должно быть примерно одинаковым, так как степень запарафинирования призабойной зоны при постоянном дебите, конечно, пропорциональна количеству извлеченной нефти.

Для получения вывода о преимуществе новой технологии применяем методы проверки статистических гипотез. Нулевую гипотезу H_0 сформулировали и следующим образом: дополнительная добыча нефти после ТО и АТО почти одинакова.

Сопоставление результатов термообработки ведется по операциям последовательно на одних и тех же скважинах, сначала ТО, а после нее АТО, поэтому дополнительную добычу нефти после АТО нельзя рассматривать как варьирующую независимо от результатов предыдущих ТО. В таких условиях для проверки нулевой гипотезы применим метод сравнения совокупностей с попарно связанными наблюдениями.

Исходный материал и расчетные статистические параметры представлены в табл. 9.13.

Среднее значение разности приростов составляет 211,4 т при среднеквадратическом отклонении $\pm 223,1$ т. Условие применимости t -критерия для проверки гипотезы о разности средних значений приростов является наличие нормального распределения разностей приростов.

Таблица 9.13

Эффективность периодических ТО и АТО

Номер скважины	Дополнительно добыто нефти, т	
	после ТО	после АТО
528	215	175
535	120	450
587	218	566
648	10	192
648	55	222
221	145	809
100	215	232
100	75	101

Проверка по W -критерию показала, что, поскольку $W_{\text{оп}} > W_{\text{кр } 0,05; 8}$ нет оснований говорить об отклонении распределения разностей прироста добычи от нормального. Рассчитан опытный t -критерий, и, поскольку $t_{\text{оп}} > t_{\text{кр } 0,05; 7}$, H_0 отвергается и АТО дает существенно больший прирост, чем ТО. Для проверки H_0 (см. табл. 9.13) использовали также непараметрический критерий Ван-дер-Вардена. Согласно произведенным расчетам величина $X_{\text{оп}} > X_{\text{кр } 0,50; 16}$, поэтому H_0 отвергается, и разница в результатах ТО и АТО статистически различима.

Таким образом, доказано с вероятностью ошибки 5 %, что обработка АТО эффективнее обычных ТО. Причем после ТО имеем $D = 131,6 \pm 80,7$, а после АТО имеем $D = 343 \pm 243,7$, т.е. выше в 2,6 раза. Это свидетельствует о целесообразности применения азота для увеличения эффективности ТО даже в небольшом количестве ($60 \text{ м}^3/\text{м}^3$), обеспечивающем своевременное извлечение растворителя с парафином из призабойной зоны скважин.

Всего было проведено 20 АТО, при этом дополнительная добыча в сравнении с обычными ТО увеличилась в 2 раза и составила 417 т на скважино-операцию.

Применение других схем добавления азота при термообработке возможно при условии увеличения производительности применяемых азотных установок до $24\text{--}48 \text{ м}^3/\text{мин}$.

9.6. ГАЗОГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ СКВАЖИН

Вопрос о сохранении естественной проницаемости стенок перфорационных каналов и увеличении их глубины приобретает особую остроту при вскрытии глубокозалегающих пластов с уплотненными коллекторами, например в Прикарпатье, и горизонтов с пластовым давлением ниже гидростатического. Такие условия наблюдаются обычно в старых обустроенных нефтяных районах. Первое – при разведочном бурении на больших глубинах, второе – при возврате на вышележащие объекты многопластовых месторождений. Из всех известных и применяющихся способов перфорации этим требованиям наиболее полно отвечает газогидропескоструйная перфорация.

Исследования, проводимые на стендах, показали, что за счет добавления газа (азота) в жидкотно-песчаную смесь можно значительно (в 2–3 раза) увеличить длину канала.

Наряду с этим газогидропескоструйная перфорация имеет ряд преимуществ по сравнению с обыкновенной гидропескоструйной перфорацией.

При проведении процесса создается дополнительный перепад давлений на насадках за счет разности плотностей аэрированной смеси в насосно-компрессорных трубах и в затрубном пространстве, увеличивающийся с ростом глубины скважины. Например, при расходе жидкости (воды) $0,54 \text{ м}^3/\text{мин}$ и азота 6 и $12 \text{ м}^3/\text{мин}$ (при работе соответственно одной или двух установок АГУ-8К) и глубине скважины 2000 м средняя расчетная плотность смеси (предполагается отсутствие потерь скольжения газа относительно жидкости) составит в затрубном пространстве 0,73 и $0,60 \text{ г}/\text{см}^3$, а в трубах – $0,97 \text{ г}/\text{см}^3$. Тогда дополнительный перепад давления за счет разности плотностей равен 4,8–7,4 МПа. С увеличением глубины скважины до 4000 м дополнительный перепад возрастает примерно до 8,8–13,6 МПа. Таким образом, при добавлении азота возникают реальные возможности увели-

чения предельной глубины гидроперфорации за счет компенсации возрастающих с глубиной гидравлических потерь в трубах.

Очень важным фактором, способствующим широкому применению гидроперфорации с азотом, является создание при проведении процесса давления в скважине, значительно меньшего гидростатического. В условиях рассмотренного примера в скважине глубиной 2–4 тыс. м различие между давлением в затрубном пространстве и гидростатическим давлением составит приблизительно 5–15 МПа. Благодаря этому исключается возможность загрязнения перфорационных каналов и проникновения в пласт инородных жидкостей и при вскрытии объектов с пониженным пластовым давлением. Кроме того, при газогидропескоструйной перфорации сочетается процесс вскрытия с вызовом притока при пониженном давлении на пласт, а также происходит постоянное дренирование скважины. Наличие газопроявлений способствует еще большему разгазированию столба в затрубном пространстве и, следовательно, стимулирует процесс.

9.6.1. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫРАБОТКИ КАНАЛОВ АЗОТОГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИЕЙ

Целью данного исследования являлось изучение в стендовых условиях влияния противодействия, перепада давлений, газосодержания и длительности выработки канала на размер перфорационных каналов и отработка рациональной технологии проведения процесса.

Конструкция стенда предусматривала проведение опыта при высоком противодействии (до 20 МПа) и обеспечивала возможность измерения основных параметров процесса. Для создания высоких рабочих давлений азотно-жидкостной смеси (до 35 МПа) проводили эжектирование ее до рабочей насадки. Поддержание заданного противодействия в камере осуществлялось дросселированием рабочей смеси через насадки.

Количество газообразного азота, поступающего в эжектор, измерялось расходомером ДП-430. Получение заданного газосодержания при постоянном расходе газа достигалось путем сброса части газообразного азота в атмосферу через запорное устройство и измерялось ротационным счетчиком. Расход жидкости измерялся по емкости вспомогательного агрегата.

Испытанию подверглись образцы, заключенные в патрубки размером 114×5 мм, длиной 895 мм, к которым с обеих сторон приваривались заглушки толщиной 10 мм из стали 3. Образцы готовились из смеси тампонажного цемента марки 700 и кварцевого песка Волгоградского карьера в соотношении 1:1 при водоцементном факторе 0,31.

Расстояние от насадки до преграды составляло 20–25 мм, концентрация песка 30–40 кг/м³. В качестве рабочей жидкости использовалась водоазотная смесь с песком фракции 1,2–2 мм, которая прокачивалась через насадки диаметром 6 и 4,5 мм. Через каждые 20 мин замерялись глубина канала и объем выработки.

Влияние противодействия. В опытах этой серии разрушению подвергались образцы прочностью на одноосное сжатие 60 МПа при газосодержании 0,24. Под газосодержанием струи понимается отношение расхода газа к объемному расходу смеси, приведенному к давлению в камере образца.

Из характера кривых (рис. 9.23) видно, что заметное влияние на величину выработки оказывает повышение противодействия только в пределах 5–

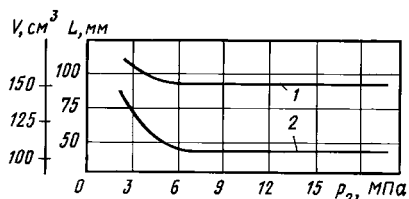


Рис. 9.23. Влияние противодавления на длину канала L (1) и объем выработки V (2)

6 МПа. Дальнейшее его повышение практически не изменяет интенсивности разрушения.

Подобное явление наблюдалось также при гидропескоструйной перфорации, которое объясняется наличием газовыделений в структуре и окружающем ее пространстве, что приводит к изменению динамического напора струи.

Величина динамического, или скоростного, напора струи определяется по формуле

$$H_d = \rho v^2 / 2, \quad (9.35)$$

где ρ – плотность струи; v – скорость истечения струи.

Отсюда следует, что динамический напор струи, т.е. ее разрушающая способность, зависит от плотности и скорости струи.

При истечении жидкости со свободной газовой фазой в среду с давлением ниже 5–6 МПа объем газа увеличивается за счет появления полости с пониженным давлением, что приводит к повышению скорости и дальности струи. Расширение газа начинается непосредственно в насадке и продолжается в среде, в которую истекает струя.

С повышением противодавления более 5–6 МПа объем струи при попадании в среду не изменяется, что в конечном счете приводит к постоянству (при прочих равных условиях) динамического напора струи и ее разрушающей способности. Влияние величины противодавления на размеры входного отверстия в металлической заглушке несущественно.

С учетом изложенного выше в дальнейших опытах для моделирования забойных условий скважины значение противодавления было принято равным 5–6 МПа.

Влияние перепада давлений. Одним из основных факторов, влияющих на получение каналов большой протяженности, является энергия струи, которая в основном определяется перепадом давления в насадке. При прочих равных условиях с ростом перепада давлений в насадке длина канала увеличивается (табл. 9.14). Например, при повышении перепада на 5 МПа (в 1,25 раза) увеличиваются длина канала и объем выработки соответственно в 1,25 и 1,2 раза.

Таблица 9.14

Влияние перепада давлений на размеры перфорационного канала

Номер образца	Перепад давлений на рабочей насадке, МПа	Расход воды, л/с	Расход газообразного азота, нм ³ /мин	Время перфорации, мин	Размеры отверстия, мм		Объем выработки, см ³
					глубина	вход в металлическую заглушку	
6	20	2,7	3,0	20	89	15×22	105
16	25	3,0	3,4	20	108	16×22	120
17	29	3,3	4,2	20	130	21×21	132

Примечание. Значения $\sigma_{сж} = 60$ МПа, $d_n = 4,5$ мм, $\varphi = 0,24$.

Очевидно, с точки зрения увеличения размера каналов процесс газогидропескоструйной перфорации целесообразно проводить при максимально возможном перепаде давлений. Однако повышать перепад можно до известной величины, которая определяется техническими и технологическими возможностями используемого оборудования, насосных агрегатов и азотных установок, с одной стороны, и экономически выгодными затратами, с другой. Из этих соображений при азотогидропескоструйной перфорации для установок 4АН-700 и АГУ-8К рекомендуется поддерживать перепад давлений на рабочей насадке 25–30 МПа.

Влияние газосодержания. Экспериментальными исследованиями установлено, что применение газожидкостной смеси при абразивной перфорации повышает темп образования перфорационного канала и способствует его увеличению в 1,5–2 раза.

Данные опыты поставлены для проверки этих выводов в условиях, приближенных к пластовым, на искусственных образцах прочностью на одноосное сжатие 390 и 60 МПа.

Влияние добавления газа на процесс газогидропескоструйной перфорации изучалось при истечении жидкости со свободной газовой фазой. Газосодержание в процессе исследований изменялось от 0 до 0,5.

Из результатов исследований (рис. 9.24 и 9.25) видно, что с добавлением азота в рассматриваемых пределах (при прочих равных условиях) длина канала увеличивается в 1,4–1,6 раза, а объем – в 2,3–2,5 раза.

Увеличение глубины выработки с ростом газосодержания обусловлено возрастанием динамического напора струи за счет увеличения ее скорости.

Размеры входного отверстия практически не отличаются, но форма его при большом газосодержании приближается к кругу, а при малом – имеет форму эллипса.

Влияние длительности выработки канала. Увеличение времени перфорации от 20 до 40 и от 40 до 80 мин при использовании газожидкостных смесей позволяет увеличить размеры перфорационных каналов (рис. 9.26, кривые 4,5) в 1,33 и 1,12 раза соответственно, т.е. прирост длины канала очень замедляется.

Объем выработки при газогидропескоструйной перфорации в течение 80 мин от начала резки увеличивается пропорционально времени, тогда как при гидропескоструйной перфорации увеличение происходит с затуханием (рис. 9.26, кривая 7).

Из проведенных исследований видно, что при гидропескоструйной перфорации отверстие образуется в течение 30–40 мин, а дальше в основном увеличивается объем канала.

Прирост увеличения объема перфорационного отверстия при изменении газосодержания в рассматриваемых пределах на протяжении всего времени в течение 80 мин резки не уменьшается. Это свидетельствует о целесообразности продолжения газогидроперфорации до 80 мин, если необходимо увеличить поверхность фильтрации перфорационного канала.

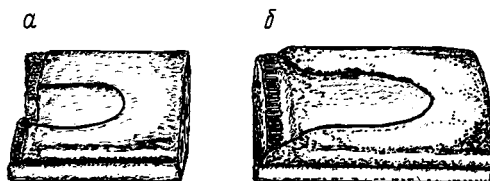


Рис. 9.24. Продольное сечение перфорационных каналов при гидроперфорации (а) и азотогидроперфорации (б)

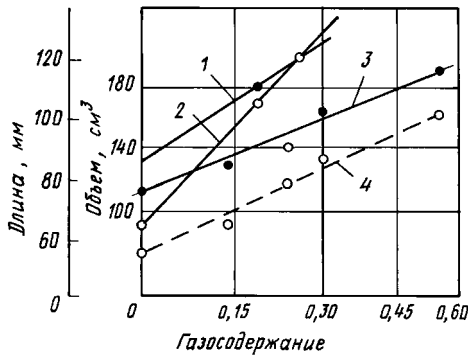


Рис. 9.25. Влияние газосодержания на длину (1, 3) и объем (2, 4) перфорационных каналов:
 1, 2 – для образцов с $\sigma_{сж} = 39$ МПа, $\Delta p = 11$ МПа, $d_n = 6$ мм; 3, 4 – для образцов с $\sigma_{сж} = 60$ МПа, $\Delta p = 20$ МПа, $d_n = 4,5$ мм

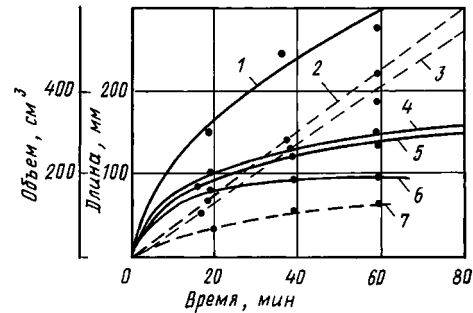


Рис. 9.26. Изменение длины (1, 4 – 6) и объема (2, 3, 7) перфорационного канала во времени при различных условиях:
 1 – $\varphi = 0,65$, $d_n = 6$ мм, $\Delta p = 11,5$ МПа, $\sigma_{сж} = 52$ МПа; 2, 4 – $\varphi = 0,30$, $d_n = 4,5$ мм, $\Delta p = 20$ МПа, $\sigma_{сж} = 60$ МПа; 3, 5 – $\varphi = 0,32$, $d_n = 6$ мм, $\Delta p = 15$ МПа, $\sigma_{сж} = 52$ МПа; 6, 7 – $\varphi = 0$, $d_n = 6$ мм, $\Delta p = 15$ МПа, $\sigma_{сж} = 52$ МПа

Таким образом, в процессе стендовых испытаний выявлено влияние основных факторов на выработку канала. Полученные данные положены в основу проектирования технологии газогидроперфорации скважин, рекомендуемой для интенсификации выработки каналов.

9.6.2. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О МЕХАНИЗМЕ ВЫРАБОТКИ КАНАЛОВ И МЕТОДИКЕ РАСЧЕТА ИХ ГЛУБИНЫ

Одно из перспективных направлений увеличения глубины выработки канала при гидropескоструйной перфорации – добавление в струю газовой фазы. Параметром, характеризующим свойства струи жидкости с газом, является газосодержание ψ , представляющее собой отношение

$$\psi = (V_r/p_{cp}) / [V_{ж} + (V_r/p_{cp})], \quad (9.36)$$

где V_r – объем газа в нормальных условиях; $V_{ж}$ – объем жидкости; p_{cp} – давление среды, в которую истекает струя.

Между газосодержанием и газовым числом Γ , которое является отношением объема газа в нормальных условиях к объему жидкости, существует зависимость

$$\Gamma = \frac{\psi}{1-\psi} (p_{cp}/p_0), \quad (9.37)$$

где p_0 – атмосферное давление.

Исследованиями В.А. Киреева, Ю.Н. Васильева, А.Е. Корнилова раскрыты основы механизма процесса. Установлено, что при добавлении газа в струю жидкости увеличивается начальная скорость струи и более медленно снижается скорость струи по мере удаления от насадки.

На основе обработки экспериментальных данных изменения начальной скорости струи с ростом газосодержания $0,1 \leq \psi \leq 0,5$ мы получили зависимость, действительную в указанных пределах изменения газосодержания:

$$u_{0\text{ГЖС}} = (1,15 + 1,85\psi)u_0, \quad (9.38)$$

где $u_{0\text{ГЖС}}$ – начальная скорость газожидкостной смеси (ГЖС); u_0 – начальная скорость жидкости, входящей в состав ГЖС.

Например, при $\psi = 0,2$ имеем $u_{0\text{ГЖС}} = 1,52u_0$, а при $\psi = 0,35$ имеем $u_{0\text{ГЖС}} = 1,8u_0$, т.е. скорость движения газожидкостной смеси значительно больше скорости жидкости, входящей в ее состав.

С ростом газосодержания в исследованных пределах улучшается качество струи. Это отражается на численном значении коэффициента структуры струи. Так, при $\psi = 0,2$ коэффициент структуры газожидкостной струи уменьшается в 1,5 раза, а при $\psi = 0,35$ – в 1,75 раза по сравнению с начальным (при $\psi = 0$). Улучшение качества струи объясняется выделением из нее газа. При этом уменьшается массообмен между струей и средой, в которую происходит истечение.

Проследим изменение скорости струи с ростом газосодержания и по мере удаления от насадки. Так, на расстоянии $x/d_0 = 20$ при $\psi = 0,2$ и $0,35$ соответственно $u_{0\text{ГЖС}} = 1,32$ и $1,71u_x$. При увеличении расстояния от насадки $x/d_0 = 30$ это различие возрастает; $u_{0\text{ГЖС}} = 2,0$ и $2,5u_x$. Следовательно, скорость газожидкостной струи с удалением от насадки остается большей, чем скорость жидкости, и тем больше, чем выше газосодержание.

Экспериментальные данные дают весьма интересные сведения о скорости газожидкостной смеси и жидкости. Так, при $\psi = 0,35$ $u_{0\text{ГЖС}}$ примерно в 1,9 раза выше u_0 . При этом около трети роста начальной скорости струи происходит в результате увеличения объема флюидов, а остальное – за счет энергии расширяющегося газа.

Перепад давления на насадках при истечении газожидкостной смеси $\psi = 0,35$ увеличивается примерно на 12 %. Если начальную скорость жидкости рассчитать при таком перепаде давления, то она оказывается завышенной всего на 4 %. Поэтому при расчетах начальной скорости жидкости с небольшой погрешностью можно использовать значения перепада давления, замеренные при истечении газожидкостной смеси.

Увеличение скорости газожидкостной смеси по сравнению со скоростью жидкости вызывает рост кинетической энергии струи. Поскольку выработка канала происходит за счет кинетической энергии струи, несущей абразивный материал, при этом увеличивается глубина выработки канала. Следовательно, механизм выработки каналов струями высокого давления и при наличии газовой фазы с абразивным материалом остается неизменным.

Поскольку механизм выработки каналов жидкостно-песчаными струями после добавления газовой фазы не изменился, считаем возможным расчет глубины канала осуществлять по формулам, подставив вместо u_0 значение $u_{0\text{ГЖС}}$, определяемое из зависимости (9.38). Расчеты показали, что средняя относительная погрешность прогнозирования глубины канала при различных параметрах процесса составляет 8,9 %. Поэтому изложенная методика расчета глубины каналов, вырабатываемых газожидкостной струей с песком, может быть рекомендована для проектирования процесса.

Располагая методиками расчета глубины каналов гидropескоструйной перфорации с газовой фазой и без нее, можно оценить рост глубины каналов в результате добавления газовой фазы при прочих равных условиях.

Расчеты показали, что при выработке каналов в породе прочностью на сжатие 50 МПа и перепаде давления на насадках 30 МПа глубина канала при газосодержаниях 0,2; 0,35 и 0,5 увеличится соответственно в 1,41; 1,67 и

1,93 раза. Следовательно, добавление газовой фазы в жидкостно-песчаную струю существенно увеличивает глубину выработки.

Нами предложен также другой подход к оценке влияния основных параметров, основанный на применении теории статистического планирования эксперимента с целью обработки накопленных опытных данных.

Уровни варьирования факторов газосодержания X_1 , перепада давления на насадках X_2 и времени выработки канала X_3 (табл. 9.15) устанавливались исходя из условий обработки и технологических возможностей оборудования. Газосодержание изменяется от нуля до единицы. Соответственно $-1 \leq X_1 \leq +7,3$. Изменение фактора $-1 \leq X_2 \leq +1$ соответствует изменению $20 \leq \Delta p \leq 30$ МПа в пределах технических возможностей оборудования. По данным предварительных экспериментов, $-1 \leq X_2 \leq +7$, так как наименьшая продолжительность выработки канала принимается не менее 20 мин, а наибольшая – 100 мин.

Матрица экспериментов составлена на основе опытов по выработке каналов в образцах прочностью на сжатие 50–60 МПа через насадки диаметром 4,5 мм при концентрации песка 40–50 кг/м³. Давление среды поддерживали в пределах 6,0–20,0 МПа, т.е. в той области, где изменение его практически не влияет на глубину выработки. Таким образом, подобранные параметры соответствуют условиям, встречающимся при проведении промысловых работ в глубоких скважинах.

Уравнение регрессии имеет такой вид:

$$l_t = 111,5 + 12X_1 + 18,6X_2 + 15,6X_3, \quad (9.39)$$

где l_t – глубина канала, мм.

Сравнение опытных данных и расчетных по уравнению регрессии показало, что относительная ошибка прогноза не превышает 20 %.

Например, для проведения гидрорезкоструйной перфорации через две насадки диаметром 4,5 мм с расходом жидкости 6 л/с при глубине скважины 3000 м для обеспечения $X_1 = 2,3$ ($\varphi = 0,4$) необходимо обеспечить расход газа 50 м³/мин при давлении на устье 30 МПа. При этом перепад давления на насадках составит 27,5 МПа при $X_2 = +0,5$. В настоящее время нефтяная промышленность не располагает компрессорами или азотными газификационными установками с такими параметрами.

Полученную модель можно использовать для прогнозной оценки влияния исследованных факторов на глубину канала. На первый взгляд кажется, что проще всего увеличивать перепад давления на насадке X_2 и длительность перфорации X_3 , т.е. факторы, имеющие наибольший вклад в рост глубины канала. Однако ситуация сложнее, если учитывать технологические возможности оборудования.

Таблица 9.15

Уровни варьирования факторов

Уровни факторов	Код	Газосодержание ψ	Перепад давления Δp , МПа	Время выработки канала t , мин
Верхний	+1	0,24	30	40
Средний	0	0,12	25	30
Нижний	-1	0	20	20
Шаг		0,12	5	10
Формула кодирования	–	$X_1 = \frac{\psi - 0,12}{0,12}$	$X_2 = \frac{\Delta p - 25}{5}$	$X_3 = \frac{t - 30}{10}$

Оценим влияние изменения отдельных факторов на рост глубины канала при проведении процесса в промышленных условиях. За базу сравнения принимаем экспериментальную точку $\psi = 0$, $\Delta p = 20$ МПа, $t = 40$ мин, $l_t = 96,5$ мм (-1, -1, +1), которая соответствует обычно используемому режиму выработки канала без газовой фазы в глубоких скважинах.

Добавление газовой фазы $\psi = 0,48$ ($X_1 = +3$) позволит увеличить длину канала при прочих равных условиях до 132,5 мм (37 %), а при совместном росте всех параметров (+3, +1, +3) до 182,3 мм (89 %), что практически совпадает с опытным ростом глубины канала при тех же параметрах. Из этого следует, что исследование модели также позволяет оценить ожидаемое увеличение длины канала при изменении параметров процесса.

Полезность полученной модели процесса и методики расчета заключается и в том, что их можно использовать для обоснования параметров азотных установок высокой производительности, обеспечивающих проведение исследуемого процесса в глубоких скважинах.

Вместе с тем отметим целесообразность проведения дополнительных экспериментов, например при $\Delta p = 30$ МПа и диаметре насадки 6 мм, для получения более полной модели процесса, с целью обеспечения возможности обоснования технологических параметров его в иных условиях.

Таким образом, впервые получены зависимости для оценки влияния газосодержания и других параметров процесса на глубину выработки канала при газогидропескоструйной перфорации, которые рекомендуются для выбора параметров при проектировании процесса.

Наряду с возможностью увеличения глубины канала при газогидропескоструйной перфорации возникает ряд преимуществ по сравнению с обычной гидропескоструйной перфорацией. При проведении процесса создается дополнительный перепад давления на насадках в результате плотности плотностей газожидкостной смеси в насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве, увеличивающийся с ростом глубины скважины. Например, при глубине скважины 2000 м и газовом числе $40 \text{ м}^3/\text{м}^3$ дополнительный перепад давления составит 2 МПа, а при $\Gamma = 80 \text{ м}^3/\text{м}^3$ равен 3 МПа. Следовательно, при добавлении азота имеются реальные возможности увеличения предельной глубины гидроперфорации в результате компенсации возрастающих с глубиной гидравлических потерь в трубах.

При применении гидроперфорации с азотом в скважине создается давление ниже гидростатического. В условиях рассмотренного примера различие между давлением в затрубном пространстве и гидростатическим составит соответственно 2,5 и 5 МПа. Благодаря этому исключается загрязнение перфорационных каналов и проникновение в пласт инородных жидкостей при вскрытии объектов с пониженным пластовым давлением.

Наконец, при газогидропескоструйной перфорации можно сочетать вскрытие с вызовом притока и осуществлять дренирование пластов. Наличие газопроявлений способствует еще большему разгазированию столба в затрубном пространстве и, следовательно, стимулирует процесс.

9.6.3. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ГАЗОГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ

Изложенная методика дает возможность определить основные параметры процесса – газосодержание, диаметр насадки и перепад давления на ней, время выработки каналов в породах различной прочности. Концентрация

песка принимается в пределах от 40 до 60 кг/м³. Для проведения процесса в скважине заданных глубины и диаметра необходимо определить потери давления при движении определенных расходов жидкости газа, т.е. газожидкостной смеси с песком по НКТ заданного диаметра, и на этой основе рассчитать ожидаемое давление на устье и количество необходимой техники. Можно также решать и обратную задачу – определение перепада давления на насадках и при заданном давлении на устье.

Для этого построены графики (рис. 9.27) распределения давления гидростатического столба газожидкостной смеси в НКТ и затрубном пространстве при постоянном расходе жидкости, различных газовых числах смеси и длине НКТ, давлениях на устье 15, 25 и 30 МПа и на затрубном пространстве 1,0 МПа. При увеличении глубины скважины больше 1000 м и снижении газового числа (изменяется от 1 до 200) происходит их выполаживание. Это обусловлено поведением газовой фазы при изменении газового числа и давления.

На рис. 9.28 представлены графики изменения расхода азота с ростом глубины при различных газосодержаниях. Так, для обеспечения $\psi = 0,3$ при расходе жидкости 6 л/с и перфорации на глубине 2000 м необходим расход газа 24 м³/мин, а на глубине 3000 м – 36 м³/мин. Следовательно, для поддержания постоянного газосодержания с увеличением глубины скважины необходимо повышать расход газа.

Рассмотрим пример расчета параметров процесса перфорации на глубине 2000 м при газосодержании 0,2, расходе жидкости 6 л/с, диаметре на-

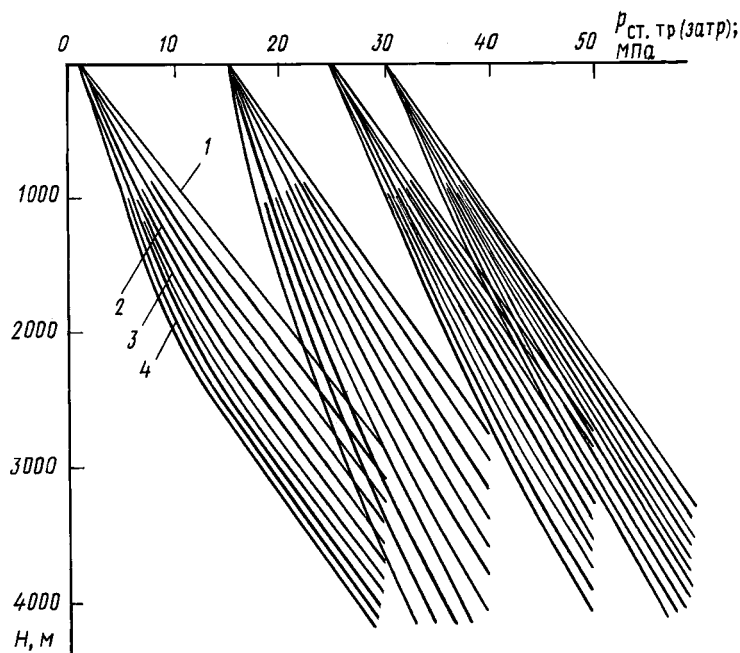


Рис. 9.27. Распределение давления в НКТ и затрубном пространстве при движении азотно-водяной смеси при расходе жидкости 6 л/с, давлении на устье 1 МПа для затрубного пространства и 15,0; 25,0; 30,0 МПа для НКТ при различных газовых числах смеси Г:

1, 2, 3, 4 – соответственно 1; 61; 121 и 181 м³/м³

садок 4,5 мм, давления на устье 30 МПа. Время выработки каналов принято равным 60 мин, число установок аппарата с двумя насадками – 10. Скважина оборудована 146-мм эксплуатационной колонной и 73-мм трубами.

Из рис. 9.28 необходимо определить необходимый расход азота для выработки каналов при заданных условиях – 16 м³/мин и газовое число 45 м³/м³.

Перепад давления на насадках определим из такой зависимости:

$$\Delta p = (p_y + p_{ст.тр} - p_{ст.затр} - \Delta p_{тр} - p_{затр}) / \beta, \quad (9.40)$$

где β – коэффициент, учитывающий уменьшение перепада давления на насадках в результате увеличения гидравлических потерь в связи с наличием песка в смеси, β принимают равным 1,15; p_y – давление на устье; $p_{ст.тр}$, $p_{ст.затр}$ – давление гидростатического столба смеси в трубах и затрубном пространстве, определяется из рис. 9.29; $\Delta p_{тр}$ – общие потери давления на трение в трубах и затрубном пространстве, определяются из рис. 9.29; $p_{затр}$ – затрубное давление при проведении процесса, принимают равным 1,0 МПа.

Перепад давления на насадке можно записать следующим образом:

$$\Delta p = (30 + 19 - 17,5 - 8 - 1) = 22,5 \text{ МПа.}$$

Количество газообразного азота для выработки каналов азотогидропескоструйным столбом каналов можно определить из зависимости

$$V_a = q_a n t N + V_{скв} [\psi / 1 - \psi] (p_{ср} / p_0), \quad (9.41)$$

где V_a – объем азота, м³; n – число агрегатов АГУ при производительности q_a (м³/мин), шт.; N – число установок аппарата; $V_{скв}$ – объем скважины, м³; t – длительность выработки каналов, мин.

Для условий рассмотренного примера при $d_0 = 4,5$ мм, $t = 60$ мин, $N = 10$ объем азота составит около 12 тыс. м³. Для проведения работ необходимы два агрегата 4АН-700 и три АГУ 6000-500/200.

При работе по закольцованной схеме требуемый объем жидкости составит примерно два объема скважины – 50 м³.

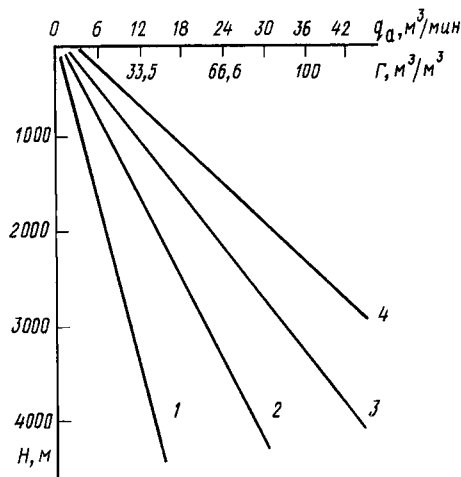
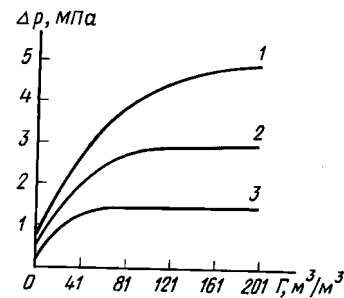


Рис. 9.28. Зависимость расхода газа от глубины для обеспечения заданных значений при различных значениях газосодержания: 1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4

Рис. 9.29. Зависимость потерь давления в 73-мм трубах и затрубном пространстве между 73-мм НКТ и 146-мм колонной для заданной глубины спуска НКТ: 1, 2, 3 – соответственно 3000; 2000 и 1000 м



Определим перепад давления на насадках при газогидропескоструйной перфорации в скважине глубиной 4000 м при прочих равных условиях. Для обеспечения газосодержания, равного 0,2, необходимо поддерживать расход газа 32 м³/мин и газовое число 86 м³/м³. При этом может быть обеспечено значение перепада давления на насадках только 12 МПа. Следовательно, для эффективного осуществления газогидропескоструйной перфорации необходимо увеличить давление на устье скважины хотя бы на 15 МПа, т.е. оно составит около 45 МПа. Тогда перепад давления на насадках увеличится примерно до 25 МПа, т.е. можно рассчитывать на усиленную выработку канала достаточной глубины.

Следовательно, для реализации процесса в скважинах глубиной 4000 м необходимы азотные газификационные установки, работающие при давлении 50 МПа с расходом газа 30 м³/мин.

Промышленность некоторых стран производит установки с давлением 70 Мпа и расходом газа 54 м³/мин.

9.6.4. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ АЗОТОГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ

Для проведения процесса в промысловых условиях потребовалось разработать схему обвязки оборудования и технологию работ. На рис. 9.30 представлена схема обвязки оборудования, отличительными элементами которой по сравнению с гидропескоструйной перфорацией являются наличие обратного клапана, устанавливаемого в НКТ на глубине, несколько большей интервала перфорации, устьевого сальника, эжектора для повышения давления газожидкостной смеси и азотных установок с электростанцией. Устьевым сальник служит для направления газожидкостного потока из затрубного пространства в емкость или амбар. Конструкция устьевого сальника обеспечивает прохождение через него муфт НКТ при спускоподъемных операциях и контакт с телом трубы при выработке каналов или промывке.

Процесс осуществляется в указанной последовательности. Сначала промывают скважину азотожидкостной смесью через НКТ 2 (см. рис. 9.30), гидропескоструйный аппарат 1 и затрубное пространство 3.

В скважину одновременно закачивают агрегатами 11 жидкость и азотными установками 7 азот. Плотность азотожидкостной смеси, подаваемой в

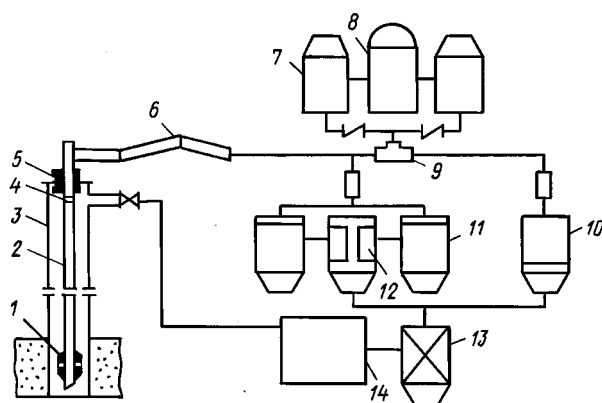


Рис. 9.30. Схема обвязки оборудования при азотогидропескоструйной перфорации

скважину, зависит от газового числа, которое регулируется изменением расхода жидкости. После замены жидкости в скважине на газожидкостную смесь в нее добавляют песок и только тогда приступают к перфорации. Вспомогательный агрегат 13 служит для подачи рабочей жидкости из емкости 14 на пескосмесительную машину 12. После смешения жидкости с песком в лопастной мешалке пескосмесителя 12 рабочая жидкость направляется через оборудование устья скважины, включающее в себя напорную линию 6, собранную на шарнирных коленах, устьевую головку и устьевой сальник 5 в насосно-компрессорные трубы 2 и собственно перфоратор 1. Наличие шарнирных соединений в наземных трубопроводах позволяет приподнимать гидропескоструйный перфоратор, не прекращая подачи жидкостно-песчаной смеси, только снизив давление закачки ее в скважину.

Одновременно азотными установками 7, которые питаются от электростанции 8, подается азот в эжектор 9, в котором давление азота повышается от 22 до 35 МПа благодаря подаче жидкости с высоконапорной стороны эжектора агрегатом 10 при давлении 45 МПа. В напорной линии 6 азотожидкостная смесь смешивается с жидкостно-песчаной смесью и попадает в НКТ, проходит обратный клапан 4 и поступает в гидропескоструйный аппарат. При перепаде давления 15–20 МПа происходит разрушение колонны 3 и прилегающих пород. После перфорации в нескольких интервалах приходится приподнимать аппарат выше, удаляя при этом одну или несколько НКТ. Наличие в верхней части НКТ обратного клапана 4 позволяет проводить эти операции, не снижая давления в системе. После завершения процесса выработки каналов в соответствии с программой работ производится промывка скважины жидкостью и подъем НКТ для выброса обратного клапана. Затем скважина может быть введена в эксплуатацию.

Первая промысловая работа по азотопескоструйной перфорации выполнена в скв. 21 Битковского месторождения при возврате на вышележащий горизонт менилитовой залежи в интервале 1810–1720 м, зацементированном и обсаженном колоннами диаметрами 146 и 219 мм. Пластовое давление на глубине 1800 м составляет 14,0 МПа. На глубине 2079 м имелся цементный мост. Продуктивный горизонт в интервале 1810–1710 м был вскрыт перфоратором ПК103 плотностью 10 отв. на 1 м. Для улучшения притока проведена кислотная обработка и применен метод переменных давлений. Прослеживанием уровня на глубине 1514–1350 м в мае 1971 г. установлен средний рост его около 1,3 м/ч.

Для улучшения связи скважины с пластом проведена гидропескоструйная перфорация плотностью одно отверстие на 1 м с применением в качестве рабочей жидкости воды, обработанной 0,2 % дисольвана. После освоения газом высокого давления прослеживали уровень в интервале 1537–1467 м. Рост уровня составлял 1,1 м/ч. Проведена гидроперфорация с азотом перфоратором АП-6 с двумя 6-мм насадками в интервалах 1810–1800, 1796–1788, 1782–1777 и 1726–1720 м. В качестве рабочей жидкости применяли сточные воды. Плотность перфорации составила два отверстия на 1 м. Предварительно производили привязку гидроперфоратора к продуктивным пластам с применением нейтронного гамма-каротажа. Система подачи жидкости была закольцована.

Расход жидкости при перфорации составлял 0,4 м³/мин и увеличивался по мере разбедания насадок до 0,71 м³/мин, а расход азота был постоянным, около 6 м³/мин, концентрация песка 40 кг на 1 м³ жидкости.

Давление на установках АГУ-8К на входе в эжектор и на устье сква-

жины составляло соответственно 17–22 и 24–32 МПа. Через эжектор подавали жидкость без песка. Расчетный перепад давления на насадках составлял 20–30 МПа с учетом дополнительного перепада за счет различия плотностей в НКТ и затрубном пространстве, расчетная депрессия на пласт в период резки – 1–2 МПа.

Необходимо отметить активную эрозию насадок. После 14 резок перепад давления на том же режиме снизился от 21 до 14 МПа, вследствие чего пришлось извлечь перфоратор для замены насадок. После повторного спуска перфоратора провели еще 11 его установок и приступили к снижению уровня азотом.

В процессе перфорации наблюдали появление нефти в емкости, куда производили сброс жидкости из затрубного пространства. После ГПП с азотом значительно улучшилась связь скважины с пластом, что подтверждает результаты стендовых испытаний, свидетельствующие о больших возможностях этого метода. Прослеживанием уровня в интервале 1440–1350 м определена скорость его роста более 2 м/ч, что примерно в два раза выше начального.

Таким образом, разработана технология и оборудование для непрерывной гидropескоструйной перфорации с азотом с применением отечественных азотных газификационных установок при условии одновременного вызова притока из пласта и успешно проведен первый промысловый эксперимент. Кроме того, проведены азотогидropескоструйные перфорации в скв. 306 Б, 662 Б и 553 Б.

В скв. 553 Б проводили перфорацию с целью дополнительного вскрытия в интервале 2124,8–2108,8 м аппаратом АП-6 с двумя насадками диаметром 4,5 мм. Плотность перфорации – два отверстия на 1 м. В качестве рабочей жидкости применяли водный 0,01 %-ный раствор полиакриламида. Процесс проходил при расходе жидкости 0,45 м³/мин, азота 10 м³/мин, концентрации песка 40 кг/м³, давлении газожидкостной смеси на устье скважины 26–30 МПа, газосодержании 0,12 в течение 60 мин при каждой установке аппарата. Дебит нефти увеличился с 1 до 4 т/сут при газовом факторе 2900 м³/т.

Успешность работ по четырем операциям 50 %. Одна из основных причин невысокой успешности промысловых работ – очень низкая плотность перфорации, одно-два отверстия на 1 м, что в тонкослоистом низкопроницаемом менилитовом коллекторе недостаточно для обеспечения требуемой степени совершенства скважин.

Следовательно, разработана и испытана техника и технология азотогидropескоструйной перфорации с применением установок АГУ 6000-500/200. Для использования их в глубоких скважинах необходимо увеличить производительность и давление азотных газификационных установок.

Таким образом, в результате применения азота в процессах добычи нефти достигнуты определенные успехи в исследовании и разработке технологии процессов освоения скважин и обработке призабойной зоны.

Обеспечена взрывобезопасность работ при освоении скважин. Показано, что в присутствии азота достигается большее увеличение проницаемости песчаников, чем при обычной глинокислотной обработке. Возможно немедленное (после закачки кислотных растворов в пласт) извлечение продуктов реакции. В процессе гидropескоструйной перфорации с добавлением азота к рабочей смеси достигается рост длины канала, увеличивается эффективный

перепад давления на насадках и обеспечивается вскрытие пласта при давлении в стволе скважины, намного меньшем гидростатического.

Перечисленные преимущества указывают на целесообразность применения азота в процессах нефтедобычи.

Эксплуатация газификационных установок АГУ-8К в сложных условиях гористой местности подтвердила работоспособность их в промышленных условиях. Разработанные оборудование и технологические схемы прошли промысловую проверку и могут успешно применяться. Учитывая ограниченность запаса азота в емкостях АГУ-8К, после появления высокопроизводительных компрессоров с давлением нагнетания, соответствующих азотным установкам, целесообразно применять смеси воздуха с азотом для экономии последнего. В процессах снижения уровня в скважинах для этой цели успешно применяли на начальном и конечном этапах освоения нефтяной газ (например, из соседних скважин или системы газлифта) с давлением 6–10 МПа.

Значительное улучшение некоторых параметров процессов (сокращение длительности работ по освоению скважин, стимулирование кислотного воздействия и др.) может быть достигнуто при увеличении производительности азотных установок. Увеличения расхода азота примерно в 2 раза (до 12 м³/мин при давлении 22 МПа) можно достичь путем небольшой реконструкции агрегатов АГУ-8К.

Область использования азота не ограничивается рассматриваемыми методами. Можно назвать еще ряд процессов, где возможно его употребление: вскрытие пласта бурением, заполнение скважин при перфорационных работах, а также заполнение промысловых коммуникаций и аппаратуры.

Целесообразно продолжить лабораторные исследования и промысловые эксперименты по разработке новой технологии в добычи нефти с применением азота.