

1.1. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

Согласно классификации Э.Е. Лукьянова и В.В. Стрельченко по степени сложности горно-геологических условий бурения, выделяются восемь групп скважин [2].

1. Вертикальные эксплуатационные скважины, проводимые в неосложненных (нормальных) горно-геологических условиях.
2. Наклонно направленные эксплуатационные скважины, проводимые в нормальных горно-геологических условиях.
3. Вертикальные эксплуатационные скважины, проводимые в сложных горно-геологических условиях (зоны аномально высокого пластового давления, неоднозначность выделения продуктивных объектов и др.).
4. Вертикальные разведочные скважины.
5. Наклонно направленные и горизонтальные эксплуатационные скважины, проводимые в сложных горно-геологических условиях.
6. Наклонно направленные и горизонтальные разведочные скважины.
7. Поисковые скважины.
8. Опорные сверхглубокие скважины.

Из приведенной классификации следует, что строительство скважин, отнесенных к группам 3—8, ведется в осложненных горно-геологических условиях и требует применения новых методов и технологий их проводки.

Основными факторами, осложняющими процесс строительства скважин, являются: аномальность пластовых и поровых давлений; высокая трещиноватость, пористость и проницаемость горных пород; наличие карстовых зон; слабая ус-

тойчивость горных пород на стенке скважины; содержание в пластовых флюидах агрессивных компонентов и др.

В решение многочисленных вопросов бурения и ремонта скважин в осложненных условиях большой вклад внесли известные российские и зарубежные ученые и специалисты.

Еще 30 лет назад В.А. Амиан и Н.П. Васильева в работе [3] писали: «Особенно трудно вскрывать продуктивные пласты в геологически осложненных условиях с аномально высокими давлениями (АВПД) и при пластовом давлении ниже гидростатического (АНПД). В первом случае из-за возможности вызвать проявление скважины утяжеляют раствор и в призабойную зону пласта (ПЗП) проникает большое количество фильтрата и утяжелителя, что значительно ухудшает фильтрационную характеристику пористой среды. Во втором случае, из-за отсутствия облегченных растворов применяют обычную промывочную жидкость, которая также в большом количестве проникает в пласт и резко снижает естественную проницаемость коллектора».

За прошедшее после этой публикации время активно разрабатывались и внедрялись на предприятиях нефтяной и газовой промышленности пенные и азрированные системы, облегченные эмульсионные растворы на углеводородной основе и с добавкой микросфер для вскрытия поглощающих интервалов с АНПД, утяжеленные полимерсолевые буровые растворы с малым содержанием твердой фазы или без нее для бурения и ремонта скважин в условиях АВПД, технология и специальное технологическое оборудование для вскрытия продуктивных пластов с промывкой пеной, а также при депрессии на пласт, различные методы временного блокирования продуктивных горизонтов, перфорации эксплуатационной колонны и освоения скважин.

Вместе с тем, как подчеркивается в работе [4]: «Вскрытие продуктивных пластов почти повсеместно проводят с применением промывочной жидкости, рецептура которой подбирается с целью предупреждения осложнений при проводке открытого ствола скважины без учета конкретных геологических условий месторождения, литолого-физических свойств коллектора и физико-химических характеристик насыщающих его флюидов».

«Применяемые в настоящее время способы и режимы вызова притока и освоения законченных бурением скважин не в полной мере обеспечивают очистку ПЗП и не способствуют увеличению дебитов скважин, что связано с недостаточно обоснованным выбором величины депрессии, состава и

свойств жидкости для обработки пласта, а также технологических режимов ее проведения» [5].

К основным факторам, влияющим на повышение продуктивности скважин при их строительстве, следует отнести:

- улучшение совершенства (качества заканчивания) скважин по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта;
- применение физико-химического, газогидродинамического, термодинамического и других методов воздействия на ПЗП;

- создание искусственной ПЗП;

- бурение скважин с горизонтальным окончанием одного или нескольких стволов;

- освоение с применением пенных систем и инертных газов.

Обеспечение заданной продуктивности скважин, предусмотренной в проектах разработки месторождения или эксплуатации ПХГ, достигается реализацией либо одного из перечисленных факторов, либо нескольких, в зависимости от горно-геологических условий залегания нефтяного или газового пласта.

В опубликованной литературе по вопросам заканчивания и ремонта скважин имеется обширный фактический материал, показывающий эффективность различных методов, технологий и материалов, используемых для повышения продуктивности скважин. Однако применение тех или иных методов рекомендуется в большинстве случаев после снижения первоначальной проницаемости ПЗП при бурении или ремонте скважин.

Важным направлением повышения продуктивности скважин является решение следующих задач:

- получение однозначного ответа о потенциальной продуктивности разреза при поисковом и разведочном бурении;

- повышение продуктивности низкопроницаемых коллекторов при бурении эксплуатационных скважин на стадии их заканчивания;

- обеспечение проектной продуктивности скважин в процессе их эксплуатации.

В соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности основной объем бурения и ремонта скважин ведется в условиях превышения забойного давления над пластовым (наличие репрессии на пласт) [6].

В высокопроницаемых пластах даже сравнительно небольшая репрессия (0,5–1,5 МПа) может вызывать интенсивные поглощения, ликвидировать которые не всегда удает-

ся. Поэтому проблема разработки новых и совершенствования существующих методов предупреждения интенсивных поглощений при бурении скважин является актуальной и требует скорейшего решения. В опубликованной литературе по вопросам технологии бурения скважин в условиях поглощений содержится обширный материал, характеризующий причины их возникновения.

Поглощения в ненарушенных поровых горных породах возникают только при их гидроразрыве (ГРП). Так, разрыв рыхлых слабосцементированных песчаников наступает при сравнительно низких репрессиях на пласт (3,5–3,8 МПа). В то же время, прочные, с пропластками глин, газоносные песчаники Карадагского ПХГ (Азербайджан), залегающие на глубине 3025–3600 м, не разрывались при их вскрытии с репрессией, достигающей 54,7 МПа [3, 4, 7, 8 и др.].

Вместе с тем, с ростом глубин разница между градиентами давлений поглощения для трещиноватых и поровых коллекторов уменьшается и на глубинах более 4000 м практически исчезает.

При АВПД пластовое давление приближается к давлению начала поглощения, что существенно осложняет процесс бурения скважин в этих условиях.

Опыт бурения скважин в условиях поглощений свидетельствует о том, что полностью ликвидировать поглощения с интенсивностью 30 м³/ч и более всеми существующими способами не удастся. Разработанные способы и составы специальных жидкостей эффективны для изоляции частичных поглощений с раскрытостью поглощающих каналов не более 1,0 мм. Вместе с тем, проблема разработки и быстрого внедрения новой технологии бурения скважин в условиях интенсивных поглощений стоит очень остро. Это диктуется необходимостью расширения буровых работ на ПХГ, новых и истощенных месторождениях, а также увеличением объемов разведочного бурения и повышением эффективности геологоразведочных работ.

1.2. ОПЫТ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНПД

При вскрытии пластов бурением в условиях АНПД с промывкой глинистыми растворами и другими жидкостями из-за повышенных репрессий в большинстве случаев происходят [4]:

необратимые снижения естественной проницаемости горных пород призабойной зоны скважины (ПЗС);

потери циркуляции промывочной жидкости, которые вызывают флюидопроявления из вышележащих пропластков;

осложнения процесса бурения в результате поглощений, флюидопроявлений, осыпей и других видов, которые могут создать аварийные ситуации;

дополнительные затраты времени, энергии, химических реагентов и других материальных ресурсов для ликвидации аварий и осложнений, а также при освоении скважины.

При бурении скважин на 30 площадях в условиях АНПД репрессии на продуктивные пласты значительно превышали нормативные, определяемые Правилами [6]. Результаты расчета градиентов (горного, гидростатического и дифференциального) давлений приведены в табл. 1.1.

На рис. 1.1 представлены графики изменения градиентов горного, забойного и дифференциального давлений, соответствующие различным значениям градиентов пластовых давлений. Из анализа опыта бурения скважин в условиях АНПД следует, что для вскрытия продуктивных пластов в большинстве случаев используют промывочные жидкости на водной основе плотностью более 1000 кг/м^3 , которыми промывают скважину при проходке вышележащих интервалов. Обработка буровых растворов полимерами, введение наполнителей позволяют улучшить их качество и снизить отрицательное влияние на коллекторские и емкостные свойства горных пород ПЗС во вскрытом интервале продуктивного пласта. Однако сверхнормативная репрессия на пласт в условиях АНПД вызывает отрицательное воздействие на продуктивную характеристику ПЗС.

Из приведенных данных (см. табл. 1.1 и рис. 1.1) следует, что градиенты давления репрессии на кровлю продуктивного пласта при бурении скважин по 30 месторождениям и ПХГ изменяются в пределах $0,0027 - 0,0105 \text{ МПа/м}$, что соответствует значениям дифференциального давления (репрессии $\Delta p_{\text{реп}} = p_{\text{заб}} - p_{\text{пл}}$) $1,68 - 29,5 \text{ МПа}$ при залегании кровли пласта на глубинах от 330 до 3360 м и коэффициентах аномальности пластового давления в пределах $0,07 - 0,85$.

С ростом градиентов пластового давления от $0,00074$ до $0,0085 \text{ МПа/м}$ линейно уменьшаются градиенты фактической репрессии на пласт от $0,0027$ до $0,0105 \text{ МПа/м}$ при сравнительно постоянных значениях градиентов нормативной репрессии (см. рис. 1.1, прямая 1). Причем при grad

Таблица 1.1

Условия вскрытия продуктивных пластов с АНПД на истощенных газовых месторождениях и ПХГ

Номер п/п	Месторождение, ПХГ (обозначено*)	Глубина кровли пла- ста, м	Плотность промывоч- ной жидко- сти, кг/м ³	Градиенты давления на кровле продуктивного пласта, МПа/м				Отношение $\frac{\text{grad } p_{\text{pen}}}{\text{grad } p_{\text{пл}}}$
				горного $\text{grad } p_{\text{гор}}$	пластового $\text{grad } p_{\text{пл}}$	гидроста- тического $\text{grad } p_{\text{гст}}$	репресии $\text{grad } p_{\text{реп}}$	
1	Кирюшкинское	330	1080	0,0162	0,0062	0,0106	0,0044	0,71
2	Базайское*	340	1270	0,0162	0,0075	0,0125	0,0049	0,66
3	Олишевское*	550	1450	0,0163	0,0074	0,0142	0,0068	0,92
4	Дашавское*	650	1100	0,0164	0,0033	0,0108	0,0075	2,27
5	Северо-Ставропольс- кое* (хадум)	680	1050	0,0164	0,00104	0,0103	0,0093	8,89
6	Угерское*	700	1120	0,0164	0,0036	0,0110	0,0073	2,04
7	Опарское*	800	1020	0,0165	0,0014	0,010	0,0086	6,17
8	Солоховское*	820	1050	0,0165	0,00074	0,0103	0,0096	12,96
9	Елшано-Курдюмское*	820	1340	0,0165	0,0027	0,0131	0,0105	3,88
10	Богородчанское*	1000	1050	0,0167	0,0041	0,0103	0,0062	1,52
11	Вергунское*	1000	1300	0,0167	0,0066	0,0128	0,0062	0,93
12	Северо-Ставро- польское* (зеленая свита)	1000	1110	0,0167	0,0060	0,0109	0,0049	0,82
13	Невское*	1010	1100	0,0167	0,0081	0,0108	0,0027	0,33
14	Песчано-Уметское*	1070	1240	0,0168	0,0027	0,0122	0,0095	3,52
15	Канчуринское*	1270	1120	0,0169	0,0048	0,0110	0,0062	1,28
16	Каневское	1315	1068	0,0169	0,0025	0,0105	0,0080	3,19
17	Майлису*	1330	1100	0,0170	0,0029	0,0108	0,0079	2,72
18	Пролетарское	1420	1050	0,0171	0,0024	0,0103	0,0079	3,30
19	Староминское	2030	1070	0,0179	0,0019	0,0105	0,0086	4,53

20	Челбасское	2040	1070	0,0179	0,0031	0,0105	0,0074	2,37
21	Степновское*	2100	1100	0,0179	0,0019	0,0108	0,0089	4,66
22	Шебелинское	2100	1070	0,0179	0,0034	0,0105	0,0071	2,09
23	Крыловское	2320	1072	0,0182	0,0039	0,0105	0,0066	1,69
24	Майкопское	2435	1070	0,0182	0,0012	0,0105	0,0093	7,73
25	Ленинградское	2520	1070	0,0183	0,0019	0,0105	0,0087	4,55
26	Березанское	2550	1070	0,0190	0,0009	0,0105	0,0096	10,72
27	Сердюковское	2610	1070	0,0192	0,0022	0,0105	0,0083	3,76
28	Крестищенское	3200	1072	0,020	0,0033	0,0105	0,0072	2,19
29	Некрасовское	3220	1070	0,0203	0,0013	0,0105	0,0092	7,05
30	Новотроицкое*	3360	1150	0,0208	0,0085	0,0113	0,0028	0,33

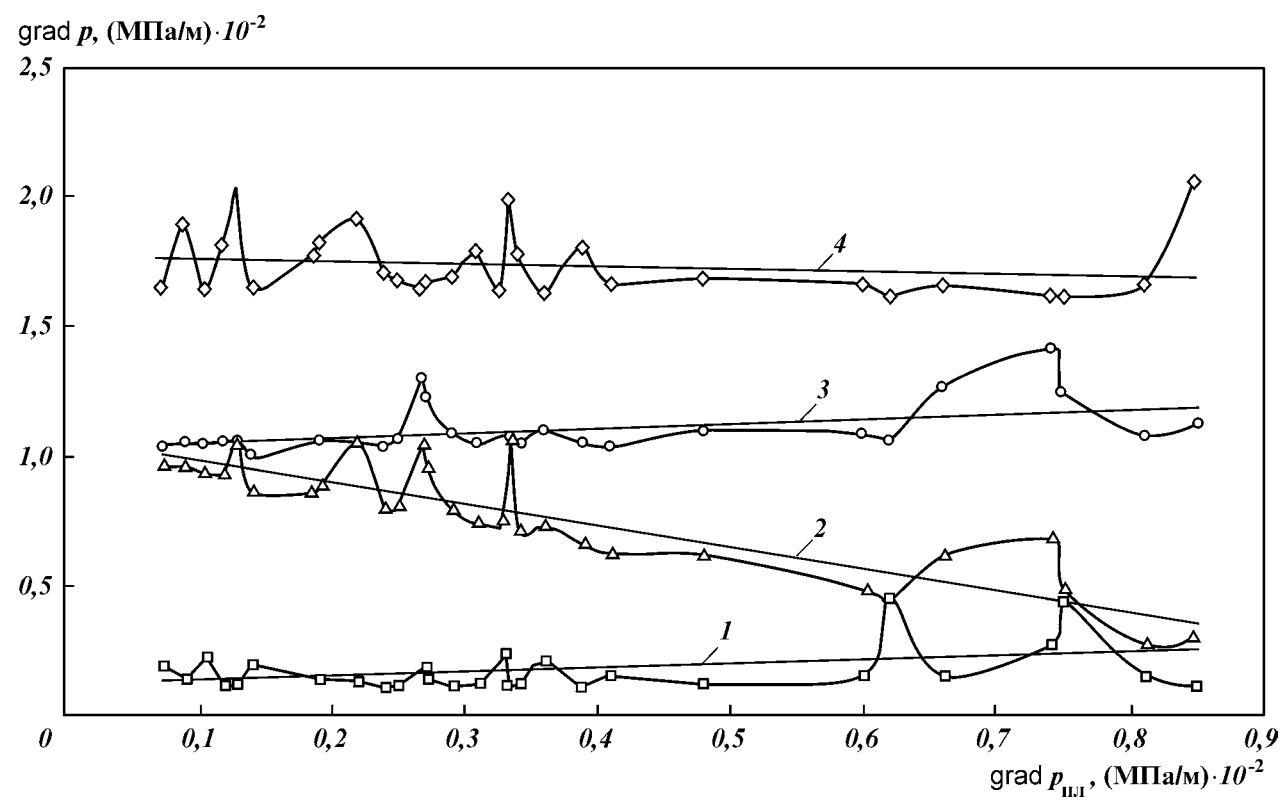


Рис. 1.1. График изменения градиентов горного, забойного и дифференциального давлений $\text{grad } p$ при различных градиентах пластового давления $\text{grad } p_{\text{пл}}$ на истощенных газовых, газоконденсатных месторождениях и ПХГ России:

1 — градиенты нормативного дифференциального давления (репрессии); 2 — фактическое значение градиентов репрессии на кровлю пласта; 3 — градиенты забойного статического давления промывочной жидкости; 4 — градиенты горного давления

$p_{\text{пл}} > 0,0060$ МПа/м значения фактических градиентов репрессий приближаются к нормативным.

Существенное отклонение градиентов фактических репрессий и забойных давлений в четырех из 30 случаев (Олишевская, Вергунская, Елшано-Курдюмская и Песчано-Уметская площади бурения) от линейных зависимостей 2 и 3 (см. рис. 1.1) объясняется использованием промывочных жидкостей с повышенными плотностями ($1240 - 1450 \text{ кг/м}^3$), что было вызвано требованием обеспечения устойчивости глинистых пропластков с повышенными (равным первоначальному пластовому) поровыми давлениями.

Применение буровых растворов как на водной, так и углеводородной основе не решает проблемы качественного вскрытия высокопроницаемых пластов.

Вскрытие газовых и газоконденсатных пластов с коэффициентами аномальности 0,70 вызывает не только интенсивные поглощения, но и необратимое снижение естественной проницаемости горных пород ПЗС. Результаты отрицательного влияния промывочной жидкости на уменьшение дебитов нефти и газа приведены в табл. 1.2, составленной по результатам промысловых исследований, опубликованных в работах [4, 7 — 12].

Как следует из результатов (см. табл. 1.2), применение глинистого раствора при вскрытии пластов с АНПД приводило к снижению дебитов нефтяных и газовых скважин по сравнению со скважинами, где применялись растворы на углеводородной и биополимерной основе. В то же время ориентироваться только на абсолютное значение дебитов недостаточно. Необходимо оценивать удельный дебит, приведенный к одному метру вскрытой эффективной мощности (толщины, длины) продуктивного пласта. Так, при вскрытии продуктивного пласта в скв. 40783 Самотлорского месторождения абсолютное значение дебита нефти в 2,0 раза было выше, чем в скв. 40848, где пласт вскрывался с промывкой глинистым раствором, но удельный дебит оказался несколько ниже [12]. В другом примере до ремонта газовая скв. 1 Каневского место-

Таблица 1.2

**Результаты влияния различных типов буровых растворов
на дебиты нефти и газа**

Но- мер п/п	Площадь бурения, номер скважины, источник инфор- мации, глубина вскрытия	Тип бурового раствора	Дебит		Примечание
			нефти, т/сут	газа, тыс. м ³ /сут	
1	Абдрахмановская, скв. 9077, [4]	Инвертно- эмульсион- ный раствор (ИЭР)	—	—	Средняя прони- цаемость ПЗС $k_{ср1} = 0,582 \text{ мкм}^2$
		Пластовая вода	—	—	$k_{ср2} = 0,252 \text{ мкм}^2$
2	Култак, скв. 8, [4], 2958 м	Глинистый раствор (ГР) ГР	—	783 20	После первично- го вскрытия После глушения скважины для ремонта фонтан- ной арматуры
3	Восточно-Сулеев- ская, скв. 7335, [4]	Гидрофобно- эмульсион- ный раствор (ГЭР) ГР	35 17	— —	Повторное глу- шение скважины
4	Каневская: скв. 1, [8], 1630 — 1700 м	— ГР	— —	260 260	Депрессия до глу- шения $\Delta p_{деп1} =$ $= 2,6 \text{ МПа}$ После глушения $\Delta p_{деп2} = 3,9 \text{ МПа}$ $\Delta p_{деп1} = 0,6 \text{ МПа}$
	скв. 2	— ГР	— —	145 80	$\Delta p_{деп2} = 3,3 \text{ МПа}$ $\Delta p_{деп1} = 1,2 \text{ МПа}$
	скв. 42	— ГР	— —	320 270	$\Delta p_{деп2} = 4,0 \text{ МПа}$
5	Березанская: скв. 21, [8], 2550 — 2630 м скв. 53	— ГР — ГР	— — — —	328 260 416 330	$\Delta p_{деп1} = 0,5 \text{ МПа}$ $\Delta p_{деп2} = 1,3 \text{ МПа}$ $\Delta p_{деп1} = 0,2 \text{ МПа}$ $\Delta p_{деп2} = 1,4 \text{ МПа}$
6	Майкопская, скв. 15, [8], 2630 — 2670 м	— ГР	— —	620 560	$\Delta p_{деп1} = 0,6 \text{ МПа}$ $\Delta p_{деп2} = 1,7 \text{ МПа}$
7	Славнухинская: скв. 27, [9], 3247 — 3271 м	Гудроноби- тумная эмуль- сия (ГЭ) плотностью 1160 кг/м ³	66,4	—	$k_{ср1} = 0,033 \text{ мкм}^2$, пористость $m_1 = 12,5 \%$, время освоения $T_{осв} = 1 \text{ сут}$ Пласт — песча- ник мелкозерни- стый Репрессия 10,0 МПа

Продолжение табл. 1.2

Но- мер п/п	Площадь бурения, номер скважины, источник инфор- мации, глубина вскрытия	Тип бурового раствора	Дебит		Примечание
			нефти, т/сут	газа, тыс. м ³ /сут	
8	скв. 20, 3230 – 3240 м	ГР плотно- стью 1160 кг/м ³	42,5	—	$k_{ср2} = 0,059 \div$ $\div 0,134$ мкм ² , $m_2 = 15,9$ %, $T_{осв} = 3$ сут
	скв. 58, 3199 – 3224 м	ГР плотно- стью 1160 кг/м ³	20,0	—	$k_{ср3} = 0,217$ мкм ² , $m_3 = 13,1$ %, $T_{осв} = 7$ сут
	скв. 54, 3234 – 3250 м	ГР плотно- стью 1160 кг/м ³	12	—	$k_{ср4} = 0,210$ мкм ² , $m_4 = 17,1$ %, $T_{осв} = 8$ сут
	скв. 24, 3243 – 3262 м	ГР плотно- стью 1160 кг/м ³	4,5	—	$k_{ср5} = 0,009$ мкм ² , $m_5 = 12,5$ %, $T_{осв} = 7$ сут
	Краснокутская: скв. 14, [9], 4508 – 4530 м	Обращенная эмульсия на основе ИБР плотностью 1200 кг/м ³	—	43,0	$k_{ср1} = 0,01 -$ $- 0,02$ мкм ² , $m_1 = 4 - 6$ %, $T_{осв} = 1,5$ сут Песчаник мелко- зернистый
	скв. 5, 4305 – 4364 м	ГР плотно- стью 1200 кг/м ³	—	2,45	$k_{ср2} = 0,01 -$ $- 0,02$ мкм ² , $m_2 = 4 - 6$ %, $T_{осв} = 7$ сут
9	скв. 11 4104 – 4198 м	ГР плотно- стью 1200 кг/м ³	—	Нез- начи- тель- ный при- ток газа с кон- денса- том	$k_{ср3} = 0,01 -$ $- 0,02$ мкм ² , $m_3 = 4 - 6$ %, $T_{осв} = 7$ сут
	Югомаш-Макси- мовская: скв. 4846, [10], 1123 – 1382 м (горизонтальный ствол – ГС)	ГР	21,6	—	Удельный дебит нефти при освое- нии $\overline{Q_1} = 3,6$ т/ (сут·м)
	скв. 4847, 1220 – 1426 м (ГС)	ГР	5,4	—	$\overline{Q_2} = 1,54$ т/ (сут·м)
	скв. 4854, 1138 – 1432 м (ГС)	ГР	5,1	—	$\overline{Q_3} = 1,88$ т/ (сут·м)
	скв. 4856, 1122 – 1383 м (ГС)	Полигликоле- вый буровой раствор (ПГБР)	20,0	—	$\overline{Q_4} = 8,0$ т/ (сут·м)

Продолжение табл. 1.2

Но- мер п/п	Площадь бурения, номер скважины, источник инфор- мации, глубина вскрытия	Тип бурового раствора	Дебит		Примечание
			нефти, т/сут	газа, тыс. м³/сут	
10	Ловинская: скв. 8078, скв. 8092, скв. 8091, скв. 8164, [11] скв. 8162, 2350— 2415 м	ПГБР	16,2	—	$\overline{Q_5} = 5,4 \text{ т/ (сут·м)}$
		ГР	5,5—8,5	—	—
		Малоглини- стый хлорка- лий полимер- ный буровой раствор (МХКПБР) плотностью 1040 кг/м³	11,6	—	Пластовое давле- ние $p_{пл} = 21 \text{ МПа}$, депрессия при ос- воении $\Delta p_{ден} =$ $= 7 \div 12 \text{ МПа}$, время контакта раствора $T = 5 \text{ сут}$, коэффициент восстановления проницаемости $\beta = 0,90 \div 0,94$ —
11	Самотлорская, пласт БВ: скв. 40848, [12]	МХКПБР	15,3	—	$p_{пл} = 21,6 \text{ МПа}$, нефтенасыщен- ная мощность $\Delta H_n = 35 \text{ м}$, $k_{ср1} = 0,035 \text{ мкм}^2$, $\overline{Q_4} = 1,57$ т/ (сут·м)
		ГР	55	—	
	скв. 40849	Полиалки- ленгликоле- вый раствор (ПАГР)+ био- полимерный (Flo-Pro)	98	—	$\Delta H_n = 40 \text{ м}$, $k_{ср2} = 0,022 \text{ мкм}^2$, $\overline{Q_4} = 2,45$ т/ (сут·м)
	скв. 40783	Flo-Pro	110	—	$\Delta H_n = 75 \text{ м}$, $k_{ср2} = 0,027 \text{ мкм}^2$, $\overline{Q_4} = 1,46$ т/ (сут·м)
	скв. 40847	Flo-Pro	120	—	$\Delta H_n = 56 \text{ м}$, $k_{ср2} = 0,078 \text{ мкм}^2$, $\overline{Q_4} = 2,14$ т/ (сут·м)

рождения имела дебит 260 тыс. м³/сут из вскрытого перфорацией интервала 1630—1700 м при пластовом давлении 11,5 МПа и депрессии на пласт 2,61 МПа. После ремонта с глушением глинистым раствором был получен такой же

дебит, но при большей депрессии, равной 3,9 МПа [8]. Таким образом, удельный дебит был понижен от 1,43 до 0,95 тыс. м³/ (сут·м·МПа).

Переход на использование специальных промывочных жидкостей или способов вскрытия продуктивных пластов проводится в случаях возникновения катастрофических поглощений. Для вскрытия пластов в этих условиях используются газообразные промывочные агенты и пенные системы:

природный газ, азот, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС);

туман (двухкомпонентная система, которая состоит из газа и капельной жидкости, содержащей, как правило, поверхностно-активные вещества (ПАВ) и ингибитор коррозии);

пена, аэрированная жидкость.

БУРЕНИЕ С ПРОМЫВКОЙ ПЕНОЙ

Благодаря успехам, достигнутым в изучении свойств пен и регулировании их основных параметров, эти газожидкостные системы (ГЖС) находят все большее применение в нефтегазопромысловой практике, особенно при бурении нефтяных и газовых скважин в условиях АНПД. Эффективность пенных систем определяется наличием у них особых свойств:

плотность пены легко можно регулировать в широком диапазоне;

пена плохо проникает в пористую среду, в силу чего можно осуществлять бурение и вскрытие пластов при коэффициентах аномальности (0,7–0,1) $\rho_{\text{гст}}$;

при вскрытии продуктивного пласта с использованием пены в качестве промывочного агента значительно уменьшаются или полностью отсутствуют зоны проникновения твердой фазы и фильтрата промывочной жидкости, что способствует сохранению естественной проницаемости ПЗС продуктивного пласта;

при использовании пены возможно регулирование забойного давления в широком диапазоне изменением степени аэрации и устьевого давления;

высокая удерживающая способность пен по отношению к выбуренной породе позволяет вести бурение при незначительных расходах пенообразующей жидкости (ПОЖ) и газа;

использование пен при бурении сокращает время освоения и выход скважин на заданный режим работы.

До последнего времени процесс вскрытия пласта с промывкой пеной осуществлялся по технологии, разработанной

ВНИИнефтью еще в 1961 г. и впервые внедренной на скв. 206 Николаевской площади Краснодарского края, где продуктивный пласт, залегающий в интервале 559–601 м, был вскрыт без поглощений. Пульсации давления в нагнетательной линии и другие осложнения не наблюдались. В процессе наращивания и подъема инструмента в скважине поддерживался уровень жидкости на высоте 350–400 м от забоя. После освоения был получен дебит нефти, в 2,2 раза превышающий дебит соседних скважин, где продуктивный пласт вскрывался с промывкой глинистым раствором [3].

В последующие годы по данной технологии с применением двух- и трехфазных пен проводились вскрытие продуктивного пласта, забурирование вторых стволов и промывка песчаных пробок в скважинах на месторождениях Краснодарского края (Убеженское, Соколова Гора и Хадыженское), в ПО «Азнефть» (на площадях Заглы-Зейва, Бузовны, Сураханы – Карачукур), в ПО «Башнефть» (на Новоузыбашевском месторождении) и в других регионах. В результате установлено, что по сравнению со скважинами, пробуренными в сопоставимых горно-геологических условиях с использованием глинистого раствора, применение пен при вскрытии продуктивных пластов с АНПД позволяет промыть скважину без поглощений, повысить механическую скорость в 3,6–5 раз, проходку на долото в 2,7–4,3 раза, сократить сроки освоения скважин, а также повысить производительность скважин в 3–3,5 раза. О высокой эффективности технологии промывки скважины пеной свидетельствуют также результаты бурения скважин в зонах распространения многолетней мерзлоты [4].

Положительный опыт применения пены для проводки скважин в интервалах катастрофических поглощений и вскрытия пластов с АНПД накоплен и за рубежом, например в США, Канаде, Омане, Ливии, Иране и других районах Земного шара [4,7].

Однако необходимо отметить следующее.

1. В силу невысокой устойчивости двухфазная пена быстро разрушается не только на поверхности, но и в скважине. Поэтому при прекращении циркуляции во время наращивания или выполнения спускоподъемных операций (СПО) двухфазная пена разрушается в стволе скважины, и в призабойной зоне, по существу, накапливается вода, обработанная ПАВ.

2. Ввиду отсутствия глинистой корки на стенках скважины ПОЖ взаимодействует с породами открытого ствола, что вы-

зывает их разуплотнение и последующее обрушение стенок скважины.

3. При восстановлении циркуляции после проведения СПО в ПЗС проникает ПОЖ, вызывая набухание глинистого цемента породы – коллектора.

С целью предупреждения разуплотнения пород стенок скважины используется более устойчивая трехфазная пена, которая не разрушается ни на поверхности, ни в стволе скважины и, образуя на стенках скважины глинистую корку, предотвращает появление осложнений при бурении и вскрытии продуктивного пласта.

Анализ сложившейся технологии бурения с промывкой пенами как в нашей стране, так и за рубежом показал, что выходящую из скважины пену, которая содержит ПАВ и другие химические реагенты, выбрасывают. При такой технологии затрачивается большое количество ПОЖ, чем объясняется ограниченное применение высокоустойчивой трехфазной пены, несмотря на ее бесспорные преимущества перед двухфазной пеной или аэрированной жидкостью. В отдельных случаях делаются попытки разрушить пены с помощью специальных установок с целью повторного использования ПОЖ. Так, в УкрНИИгазе была разработана установка для разрушения устойчивых трехфазных пен [4]. Однако однозначных данных о ее работоспособности и эффективности в литературе нет. Многократное использование одного и того же объема пены без разделения ее на составляющие фазы снижает расход материалов на ее приготовление, но требует разработки новой технологии промывки скважины с использованием герметизированной системы циркуляции (ГСЦ) пены, обладающей высокой устойчивостью.

БУРЕНИЕ С ПРОДУВКОЙ ГАЗАМИ

Опыт бурения скважин на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, показывает, что использование пен при $\rho_{пл} < 0,2 \rho_{гст}$ уже неэффективно. Проведение на этих месторождениях таких работ, как бурение новых скважин в целях создания ПХГ, проводка вторых стволов, глушение скважин, удаление песчаных пробок из забоев скважин и другие работы, целесообразно вести в газовой среде, инертной к пластовым флюидам.

Применение газов при бурении скважин позволяет:

бурить в интервалах катастрофических поглощений промывочной жидкости;

повысить качество вскрытия продуктивных пластов;
увеличить механическую скорость и проходку на долото.

Исследованию и обобщению накопленного опыта в этой области посвящена обширная литература, опубликованная в нашей стране и за рубежом [3, 4, 5, 7, 13]. Результаты научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ по применению газа в качестве продувочного агента свидетельствуют о повышении технико-экономических показателей (ТЭП) строительства скважин.

Так, при бурении интервалов ряда скважин с продувкой воздухом и промывкой глинистым раствором на некоторых месторождениях объединения «Укрнефть» проходка на долото возросла в 8,14 раза, а механическая скорость — в 2–5 раз (табл. 1.3).

Широкие промышленные эксперименты по вскрытию нефтяного пласта с продувкой воздухом в условиях АНПД проведены на Михайловской площади (ПО «Башнефть»). В результате установлено, что удельная продуктивность скважин, законченных с применением воздуха, в 3–5 раз выше, чем у большей части других скважин, законченных с использованием глинистого раствора в аналогичных горно-геологических условиях [3].

В настоящее время факт высокой эффективности использования газа в процессе бурения устойчивых интервалов горных пород при отсутствии интенсивных водонефтегазопроявлений считается общепризнанным. Однако использование воздуха при вскрытии газоносных пластов сдерживается по ряду причин, основной из которых является возможность появления осложнений и аварий, связанных с внутрискважинными воспламенениями горючих смесей, образующихся в стволе скважины в условиях газопроявлений.

Анализ работ отечественных и зарубежных исследователей показал, что процесс внутрискважинных воспламенений пластовых углеводородных флюидов при бурении ствола с продувкой воздухом, а также проблема нейтрализации встречаемых в разрезе сильно токсичных газов недостаточно изучены.

Учитывая наблюдающуюся в отечественной и мировой практике тенденцию к увеличению буровых и ремонтных работ с использованием газообразных агентов, проблему разработки технологии использования газообразных агентов, исключаящую появление взрывов при проведении технологических процессов на газовых месторождениях, следует считать актуальной. Решение данной проблемы имеет важное значение для нефтяной и газовой промышленности.

Таблица 1.3

Данные о бурении скважин с продувкой воздухом и промывкой глинистым раствором
(ПО «Укрнефть») [4]

Показатель	Скважина							
	4Б	6Б	630Д	640Д	652	624	324	314
Способ бурения	Турбинный	Ротор- ный	Турбин- ный	Ротор- ный	Электробу- рение	Электробу- рение	Турбин- ный	Ротор- ный
Тип промывоч- ного агента	ГР	Воздух	ГР	Воздух	ГР	Воздух	ГР	Воздух
Интервал буре- ния, м	382 – 1070	350 – 1065	1252 – 1468	1254 – 1469	180 – 1328	165 – 1320	280 – 1509	283 – 1507
Число израсхо- дованных долот	46	4	17	2	27	3	46	4
Проходка на долото, м	15,5	225	12,7	107,5	43,3	385	28	306
Механическая скорость буре- ния, м/ч	6,6	19,2	3,5	17,2	7,3	28,8	5,3	10,3

Проблема замены воздуха инертными газами в нефтегазодобыче до последнего времени решалась путем использования жидкого или газообразного азота. Разработкой агрегатов по применению жидкого или газообразного азота в России занимаются научно-производственная компания РАНКО, ВНИИБТ и АО «Бустер». В США компания «Стюард и Стивенсон» серийно выпускает азотоперекачивающие агрегаты.

В СевКавНИПИгазе проведены исследования выхлопных газов на предмет создания принципиально новой установки для освоения скважин выхлопными газами ДВС после их охлаждения и очистки. Разработанная, прошедшая полномасштабные испытания на скважинах Северо-Ставропольского ПХГ и внедренная в филиале «Тюменбургаз» установка также может быть использована в тех случаях, когда не исключена возможность образования взрывчатых смесей, например, при опрессовке газопроводов. Это полностью удовлетворяет требованиям п. 2.11.8 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (1998). В основу разработки легли патенты на изобретения, полученные СевКавНИПИгазом [14]: «Двухступенчатая система очистки выхлопных газов дизельного привода буровой установки» (пат. № 2073098 от 10.02.1997 г.); «Освоение скважин с использованием выхлопных газов дизель-моторов» (пат. № 2083812 от 10.07.1997 г.).

Результатом разработки явились три модификации установки для освоения скважин выхлопными газами ДВС:

- установка с отбором выхлопного газа от дизель-мотора Д12, приводящего в работу компрессор 2ВМ4-9/101 компрессорной станции СД-9/101;

- установка с отбором выхлопного газа от дизель-мотора ЯМЗ-238, который служит тяговым двигателем компрессорной станции СД-9/101;

- мобильная установка на автомобильном прицепе для использования выхлопных газов ДВС от любого источника (буровая установка, дизель-генераторная электростанция и т.д.). Эта установка может быть использована на суше и морских стационарных платформах в любом климатическом поясе России.

Конструктивные особенности установок первых двух модификаций состоят в способах отбора выхлопного газа. При отборе выхлопного газа от дизель-мотора Д12 температура отбираемого газа достигает 250–450 °С, что в южных регионах страны вынуждает применять летом водяное орошение термоэкранов алюминиевых труб (при наружной темпера-

туре выше + 35 °С). В остальное время орошения труб не требуется.

В случае отбора выхлопного газа от дизель-мотора ЯМЗ-238 температура отбираемого газа не превышает 70–80 °С, при этом чистота его значительно выше, чем при работе с дизель-мотором Д12. Установка этой модификации не требует водяного орошения термозкраничных труб и проще по конструкции. Указанные установки прошли широкомасштабные промышленные испытания и в настоящее время находятся в промышленной эксплуатации. Существенным их преимуществом является то, что количество остаточного кислорода в выхлопных газах дизель-моторов не превышает 3 % (согласно данным замеров газоанализатором «Квинтокс КМ-9006»). Для сравнения, компрессорно-мембранная установка УКМ-9/15 компании РАНКО дает концентрацию кислорода в азотно-кислородной смеси до 12 %, а установка Краснодарского компрессорного завода СДА-5/101 – 10 % [14].

Простота конструкции навесного оборудования установок, разработанных СевКавНИПИгазом, позволяет серийно изготавливать их в условиях баз производственного обслуживания управления буровых работ (УБР). Это значительно снижает их стоимость, особенно учитывая то, что эти установки можно монтировать на серийные компрессорные станции независимо от срока эксплуатации. Установки разработанных модификаций гарантируют безопасные условия освоения скважин выхлопными газами ДВС, а также проведения любых работ на нефтегазовых месторождениях, где возможно образование взрывоопасных смесей. Предложенные технологии и соответствующее технологическое оборудование позволяют решать задачи, связанные с разбуриванием песчаных пробок, проведением газопескоструйной перфорации газовых скважин, опрессовкой отремонтированных нефтегазопроводов, с применением выхлопных газов ДВС.

1.3. ВСКРЫТИЕ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ АВПД

Принципиальное отличие технологии вскрытия продуктивных пластов с АВПД от таковой с АНПД заключается прежде всего в различии горно-геологических условий проводки скважин, которые можно охарактеризовать следующими соотношениями:

повышение плотностей промывочных жидкостей $(\rho_{ж})_{\text{АВПД}} >$

$> (p_{ж})_{АНПД}$ и градиентов пластовых давлений $(grad\ p_{пл})_{АВПД} >$
 $> (grad\ p_{пл})_{АНПД}$;

снижение отношений пластовых давлений к давлениям поглощения $(p_{пл}/p_{погл})_{АВПД} < (p_{пл}/p_{погл})_{АНПД}$, а также давлений поглощения к горному давлению $(p_{погл}/p_{гор})_{АВПД} < (p_{погл}/p_{гор})_{АНПД}$ и дифференциальных давлений (репрессии – депрессии) к пластовым давлениям $(p_{диф}/p_{пл})_{АВПД} < (p_{диф}/p_{пл})_{АНПД}$.

Последнее соотношение преобразуется к виду

$$\frac{p_{диф}}{p_{пл}} = \frac{p_{заб} - p_{пл}}{p_{пл}} = \frac{p_{заб}}{p_{пл}} - 1 = K_{вс},$$

которое условно можно назвать коэффициентом вскрытия продуктивного пласта.

При вскрытии пластов с АВПД значение $p_{диф} = p_{заб} - p_{пл}$ близка к 0, так как бурение с репрессией или депрессией, равными нормативным значениям, часто приводит к поглощениям и флюидопроявлениям.

При АНПД бурение возможно при больших значениях $K_{вс}$ (см. табл. 1.1), так как при снижении $grad\ p_{пл}$ величина $grad\ p_{гор} = const$.

В результате увеличивается сжимаемость пласта-коллектора, что препятствует проникновению промывочной жидкости в пласт (при репрессии) и притоку пластового флюида (при депрессии).

В этой связи следует выделить граничные значения коэффициента $K_{вс}$, которые важны для анализа условий вскрытия продуктивных пластов:

скважина не пробурена, пласт не вскрыт: $K_{вс1} = K_{max} \gg 1$, так как $p_{заб} = p_{гор}$;

при вскрытии пласта с репрессией промывочной жидкости $K_{вс2} > 1$, так как $p_{заб} > p_{пл}$;

при равновесии давлений в системе скважина – пласт $K_{вс3} = 0$, так как $p_{заб} = p_{пл}$;

при депрессии на пласт $K_{вс4} < 0$, так как $p_{заб} < p_{пл}$.

Для обоснования значения дифференциального давления при вскрытии пластов с переменной аномальностью пластового давления необходимо прогнозировать значение давления поглощения в различных горно-геологических условиях.

Анализ опыта вскрытия поглощающих продуктивных пластов, залегающих на глубинах 270–5000 м, был проведен по 50 площадям семи нефтегазовых провинций России и ближнего зарубежья [3–5, 7–13, 15–36].

В опубликованной литературе по вопросам технологии бу-

рения и ремонта скважин в условиях поглощений содержится обширный материал, характеризующий причины их возникновения. Авторами обобщены и систематизированы опыт бурения в поглощающих пластах и результаты исследований в этом направлении. Анализ изменения градиентов давлений поглощения в пластах проводился по регионам, глубинам и значениям пластовых давлений.

Обобщенная информация представлена в табл. 1.4 и на рис. 1.2. Полученные результаты свидетельствуют о том, что в трещиноватых и кавернозных горных породах градиент давления поглощения значительно ниже, чем в ненарушенных терригенных пластах порового типа.

Поглощения в ненарушенных поровых горных породах возникают только при их гидроразрыве. Так, разрыв рыхлых слабосцементированных песчаников наступает при сравнительно низких репрессиях на пласт 3,5–3,8 МПа [15, 27, 28 и др.]. В то же время, прочные с пропластками глин газоносные песчаники Карадагского ПХГ (Азербайджан), залегающие на глубине 3025–3600 м, не разрывались при их вскрытии с репрессией 54,7 МПа [4, 15].

Вместе с тем, с ростом глубин, разница между градиентами давлений поглощения для трещинных и поровых коллекторов уменьшается и на глубинах более 4000 м практически исчезает (см. рис. 1.2).

При АВПД давления поглощения и ГРП приближаются к пластовому, что существенно осложняет процесс бурения и ремонта скважин в этих условиях.

На стадии проектирования строительства скважин выделяются интервалы горных пород, склонных к поглощению промысловых и специальных жидкостей, и предусматриваются меры по их предупреждению. Основным способом предупреждения поглощений при бурении скважин является снижение репрессии вплоть до равновесия давлений или депрессии на поглощающий пласт. Однако полностью реализовать этот способ до настоящего времени не всегда удается, по причинам технологического и организационного характера. В ряде случаев невозможно создать депрессию или равновесие в системе скважина – пласт при вскрытии слабоустойчивых горных пород особенно в условиях повышенных пластовых давлений. Например, при вскрытии глинистых перемычек в продуктивной толще Карадагского ПХГ с промывкой буровым раствором плотностью 1680–1720 кг/м³ начинались интенсивные породо- и газопроявления. Это происходило потому, что в глинах сохранялось первоначальное АВПД с гра-

Таблица 1.4

Поинтервальное изменение давления при бурении нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин по регионам СНГ

Регион, площадь бурения	Интервал (глубина) поглощения, м	Пластовое давление $p_{пл}$, МПа	Градиент пла- стового давле- ния $\text{grad } p_{пл}$, МПа/ м	Градиент давления поглощения $\text{grad } p_{пог}$, МПа/ м		Авторы, источники информации
				в трещиноватых породах	в поровых гор- ных породах	
Днепровско-Донецкая впадина:						
Мелиховская	350	3,2	0,0091	0,0120	—	А.П. Сельващук, Л.Л. Лушков [29]
Ланновская	900	8,6	0,0096	0,0121	—	
Кегичевская	1700—1900	16,9—19,2	0,0099—0,0101	0,0117—0,0119	0,0145	
Капитановская	2800	30,0	0,0107	0,0120—0,0125	—	
Крестищенская	2900	41,0	0,0141	0,0142—0,0143	—	
Мелиховская	3000	41,2	0,0133	0,0160—0,0170	—	
Медведовская	3100	40,5	0,0131	0,0180—0,0195	—	
Ольховская	3200	40,0	0,0125	—	0,0135—0,155	
Новотроицкая	4000	48,0	0,0120	—	0,0140	
Березовская	4600	77,0	0,0167	0,020—0,0220	—	
Солоховская	5000	75,0	0,0150	—	0,0170—0,0190	
Сагайдакская	5000	100,0	0,020	—	0,020—0,022	
Предкавказье:						
Ахтыро-Бугун- дырская	380—600	2,7—4,8	0,0073—0,0099	0,0138—0,0123	0,0160	Н.Р. Акопян, М.М. Тагиров [27]; Ю.Н.Васильев, Д.Ф. Матвеев, А.С. Сатаев [28]; В.И. Крылов
Грачевская	604—689	6,6	0,0109	—	0,0170—0,0171	
Северо-Ставро- польская	680—780	2,5	0,0037	—	0,0066—0,0088	
Сенгелеевская	1122—1142	11,47	0,0102	—	0,0170	
Тахта-Кугультинская	1727—2046	16,9—19,7	0,0099—0,0096	0,0126—0,0121	—	
Расшеватская	2600—2655	32,0	0,0120	0,0126	—	
Старопромысловская	4218	58,3	0,0138	0,0139	—	
Кашеабльская	4546	89,2	0,0196	—	0,0210	
Нижнее Поволжье:						
Жирновско-Бах- метьевская	700	7,0	0,010	0,012	0,0152	В.К. Выстороп, Г.А. Белоусов, М.С. Винарский,
Новокоробковская	1350	12,3	0,0093	0,0139	0,0158	

Октябрьская	2450	25,2	0,0105	0,0145	0,0178	А.Г. Потапов и др. [23–25]
Антиповско-Балык-лейская	3500	38,8	0,0113	0,0158	0,0192	
Урало-Поволжье:						
Песчано-Уметская	270–400	1,0–1,5	0,0037–0,00375	0,0041–0,0042	–	К.М. Тагиров,
	780–950	3,0–3,5	0,0038–0,0039	–	0,0120	В.И. Нифантов,
Канчуринская	1200–1252	10,2–0,8	0,0098–0,0088	0,010	–	С.А. Акопов и др.
Крещено-Булякская	857–1041	7,7–9,6	0,0093–0,0099	0,0110–0,010	–	[20]; В.И. Крылов
Зеленогорская	1404–1482,5	15,5–15,0	0,0110–0,0101	0,0114	0,0121	[18]; К.М. Тагиров,
Пономаревская	1518,5–1531	17,6	0,0116	–	0,0126	А.Н. Гноевых,
Южно-Измайлов-ская и др.	2115–2468	22,1–7,73	0,0105–0,0112	0,0114–0,0118	–	А.Н. Лобкин [5]; А.И. Булатов, Н.И. Сухенко [30]
Средняя Азия:						
Зеварды, Памук,	2693–2950	49,0–57,5	0,0180–0,0206	–	0,020–0,0216	А.К. Рахимов [19];
Алан, Кокдумалак,	4042–4206	54,3–55,3	0,0134–0,0131	0,0155–0,0167	–	К.М. Тагиров,
Култук, Карачаганак	4608–4860	57,0–58,4	0,0124–0,0126	0,0150–0,0151	–	В.П. Ситков, С.Н. Горонович, В.И. Нифантов [19]
Западная Сибирь:						
Бованенковская	532–700	6,7	0,0126	0,0132	–	В.С. Войтенко [17];
Уренгойская	1110–1200	7,2	0,0065	–	0,0110	Г.С. Поп,
Харасовейская	1080–1480	14,79	0,0137	–	0,0147	К.А. Барсуков,
	1766	17,6	0,010	0,0110	–	А.А. Ахметов
Заполярная	2082–2323	36,0–4,9	0,0169–0,0188	–	0,0173–0,0194	и др. [32]
Восточная Сибирь, Камчатка:						
Ботубинская	300–490	1,5–4,41	0,005–0,0090	–	0,0136–0,0160	Н.П. Панков [33];
Аякская,	838–90	7,96	0,0095	0,0112–0,0117	0,0159–0,0176	Г.П. Новиков,
Даниловская	1500–1700	15,3–17,85	0,0102–0,0105	0,0114–0,0116	0,0158–0,0170	Г.М. Гульянц и др. [34]
Ванаварская	1900	20,3	0,0107	–	0,0159–0,0185	
Собинская	2500–2600	23,75–26,0	0,0095–0,010	0,0102–0,0105	0,0159–0,0185	
Мутновская и др.)	3000	28,5–30,0	0,0095–0,010	0,0099–0,0101	0,0168–0,0185	

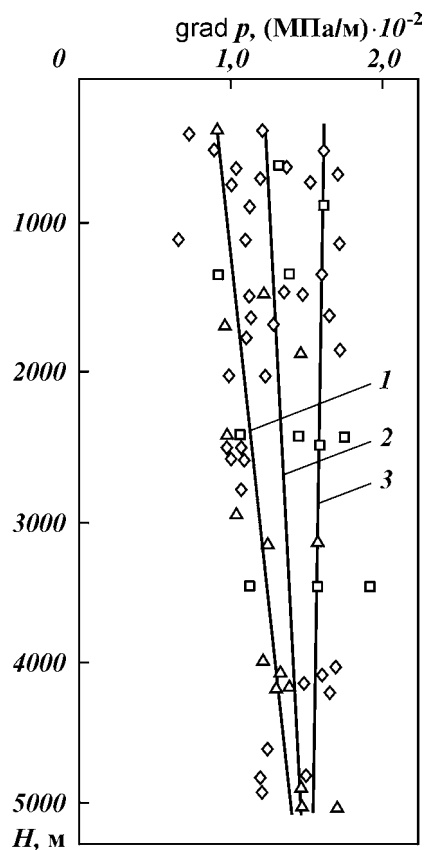


Рис. 1.2. График изменения градиентов давления поглощения в трещиноватых и пористых горных породах на различной глубине H их залегания:

1 — изменение градиента пластового давления; 2, 3 — изменение градиента давления поглощения соответственно для трещиноватых и пористых горных пород

диентами порового давления $0,0168 - 0,0176$ МПа/м. Одновременно в продуктивных песчаниках пластовое давление снизилось до $4,08$ МПа ($\text{grad } p_{\text{пл}} = 0,00135$ МПа/м) в результате длительной эксплуатации месторождения.

Опыт бурения и ремонта скважин в условиях поглощений свидетельствует о том, что полностью ликвидировать поглощения с интенсивностью $30 \text{ м}^3/\text{ч}$ и более всеми существующими способами не удается [3—5, 15—26, 29—31, 33—35 и др.]. Разработанные способы и составы специальных жидкостей эффективны для изоляции частичных по-

глощений с раскрытостью поглощающих каналов не более $1,0$ мм. Вместе с тем проблема разработки и быстрого внедрения новой технологии бурения и ремонта скважин в условиях интенсивных поглощений стоит очень остро. Это диктуется необходимостью расширения буровых работ на ПХГ, а также увеличением объемов разведочного бурения и повышением эффективности геологоразведочных работ с целью прироста запасов нефти и газа [1].

1.4. ПРОВОДКА УСЛОВНО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН

Бурение условно горизонтальных стволов в продуктивном пласте многократно превышает степень его вскрытия. В результате в несколько раз увеличивается дебит скважины и повышается коэффициент нефте- и газоотдачи пласта. Сооружение горизонтальных скважин рассматривается одновременно как один из эффективных способов увеличения извлечения углеводородов из залежи и как метод интенсификации притока газа из пласта.

Несмотря на то что первые горизонтальные и многоствольные скважины были пробурены в России еще в начале 50-х годов прошлого века [37–40], проблема горизонтального вскрытия продуктивных пластов и сейчас стоит очень остро и является чрезвычайно актуальной.

Это объясняется тем, что успешная проводка и заканчивание ГС зависит не только от наличия соответствующих техники и технологии бурения, применяемых при проводке наклонных и горизонтальных стволов, но и от решения геологических, газогидродинамических, экономических и других вопросов.

Технический проект, разрабатываемый индивидуально на строительство каждой ГС, должен отвечать следующим требованиям [41]:

- долговременной эксплуатации скважины;
- проведения необходимых исследований в процессе эксплуатации скважины;
- проведения ремонта в скважине;
- бурения имеющимся оборудованием.

Вместе с тем, авторы работы [41] в заключении своей статьи делают следующий вывод: «Выбор наиболее эффективной промывочной жидкости, технологии вскрытия и бурения продуктивного пласта остается одной из нерешенных проблем, над которой постоянно работают ученые и специалисты».

При проектировании оптимальной технологии вскрытия продуктивного пласта отдельно стоит вопрос обоснования длины ствола скважины.

До последнего времени считалось, что чем длиннее ствол, тем больше дебит. Однако результаты исследования ГС на Куцевском ПХГ, проведенные СевКавНИПИгазом, не подтвердили этого предположения [42]. Характерным также является опыт бурения первых двух горизонтальных газовых

скважин, пробуренных в конце 50-х — начале 60-х годов прошлого века в Ставропольском крае на Расшеватском месторождении. При освоении ГС были получены высокие дебиты газа, которые вскоре привели к накоплению в стволе песчано-глинистых пробок. Удалить пробки не удалось, и эксплуатация этих скважин не производилась [38].

Во многих случаях, ввиду недостатка информации о притоке в ГС, невозможно определить оптимальный режим их работы.

В работе [43] показано, что 75 % притока в ГС, обсаженную зацементированными хвостовиками, приходится только на 30 % протяженности перфорированного интервала.

В результате геофизических исследований скважин (ГИС), проведенных аппаратурно-методическим комплексом «Горизонт» в горизонтальном стволе на скв. 3514 Бавлинской площади, также отмечено уменьшение коэффициента нефтенасыщенности карбонатных пород турнейского яруса при приближении к забою [44].

На основании обработки методами математической статистики результатов эксплуатации 75 горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях Татарстана выявлено наличие связи между начальным дебитом $Q_{г.с.}$, длиной горизонтального участка ствола L , депрессией на пласт Δp , толщиной вскрытого интервала $h_{вс.}$, расстоянием до водонефтяного контакта и числом пересечений продуктивных отложений [45]. Эмпирическая зависимость $Q_{г.с.} = f(L, \Delta p, h_{вс.}, Q_{в.с.})$ имеет вид

$$Q_{г.с.} = 0,00979L - 0,03354\Delta p + 0,2514h_{вс.} + 2,858 \ln Q_{в.с.} - 0,10, \quad (1.1)$$

где $Q_{в.с.}$ — средний дебит ближайшей вертикальной скважины.

Из анализа формулы (1.1) следует, что увеличение депрессии на пласт приводит к уменьшению дебита ГС при прочих равных условиях. Поэтому необходимо искать оптимальное соотношение между длиной горизонтального ствола и депрессией на пласт.

При выводе формулы дебита вертикально-горизонтальной скважины В.Д. Лысенко [45] предполагает «считать, что потери давления на трение по стволу скважины пренебрежимо малы и забойное давление в пределах ее вертикальной и горизонтальной частей одинаковое». Не обсуждая спорность высказанного предположения, приведем другую работу, где

показано, что эти потери могут значительно влиять на работу скважины и форму индикаторных кривых [46].

В настоящее время ведутся интенсивные поиски аналитического описания дебитов и давлений горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин.

Так, в работах РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ВНИИгаза получены достаточно простые приближенные формулы при соответствующих допущениях о схематизации притока и линейности закона фильтрации [47–49], а также наиболее точные, детальные трехмерные численные модели фильтрации газа [50].

Особое положение, характеризующееся сочетанием аналитических подходов, занимает работа З.С. Алиева и В.В. Шеремета [47]. Здесь трехмерная задача притока газа к горизонтальному стволу сводится к ряду двумерных плоских задач. Идея метода стоит в том, что приток газа считается происходящим в плоскостях, перпендикулярных к оси горизонтального ствола при двучленном законе фильтрации.

В этом случае решение плоской задачи для прямоугольника с отверстием выполняется аналитически путем замены истинной области фильтрации фиктивной, в которой суммарное сопротивление пласта эквивалентно истинному сопротивлению. Полученное в результате интегрирования плоской задачи уравнение притока газа к горизонтальному стволу при нелинейном законе фильтрации решается совместно с уравнением, описывающим потери давления при движении газа в горизонтальном стволе.

В отличие от уравнений, описывающих стационарное движение газа в замкнутых трубах, в горизонтальном стволе скважины учитываются не только гидравлические потери давления, связанные с силами трениями, но и потери, связанные с действиями инерционных сил, обусловленных изменением массы и скорости движения газа вдоль горизонтального ствола.

В настоящей работе модель З.С. Алиева и В.В. Шеремета дополнена рядом реальных условий, ограничивающих допустимую длину горизонтального ствола скважины. Решены следующие задачи¹:

оптимизация длины горизонтального ствола с целью получения максимальных дебитов при допустимых депрессиях, не вызывающих разрушение коллектора;

определение гидродинамически оптимальной длины гори-

¹ Работа выполнена совместно с А.М. Тагировой и Л.Г. Коршуновой.

горизонтального ствола с учетом движения газа в вертикальном стволе скважины;

определение влияния неоднородности пластов на производительность горизонтальных скважин.

Проведены исследования эффективности горизонтальной скважины для различных значений коэффициента анизотропии ν в интервале изменения длины горизонтального ствола от 100 до 500 м.

В качестве критерия эффективности выбран параметр C , равный отношению дебита горизонтальной скважины к дебиту вертикальной при одинаковых параметрах пласта и значениях давлений на забое в начале вертикального ствола. Результаты показывают наличие области параметров (L, ν) , при которых горизонтальная скважина менее производительна, чем вертикальная в соответствующих условиях. Так при $\nu = 0,01$ и $L = 500$ м, при $\nu = 0,1$ и $L = 240$ м, при $\nu = 0,5$ и $L = 110$ м коэффициент $C = 1$. По мере увеличения коэффициента анизотропии, что соответствует возрастанию вертикальной проницаемости, эффективность горизонтальной скважины растет. В то же время наблюдается тенденция стабилизации коэффициента C при возрастании длины горизонтального ствола, что объясняется нелинейностью изменения давления вдоль горизонтального участка из-за потерь на трение и реакции на изменение массы и скорости при движении газа по стволу горизонтального участка скважины.

В рассмотренном модельном примере ограниченность относительного эффекта горизонтальной скважины просматривается даже без учета других реальных ограничений, связанных с возможностью разрушения коллектора.

В следующем модельном примере определяются оптимальные длины горизонтального ствола в условиях ограниченной устойчивости коллектора. Коэффициент анизотропии здесь принят равным 0,7.

В качестве ограничивающего условия принимаем предельный градиент давления $\text{grad } p$ на стенке горизонтального ствола.

Учитывая данные в работе [8] классификации коллекторов по устойчивости к разрушению, приведем результаты расчетов, выполненных для коллектора, устойчивость которого соответствует значению предельного градиента $\text{grad } p = 5$ МПа/м.

Примем: $\Delta p(L_i)$ — депрессия на стенке горизонтального ствола при $0 < L_i < L$; $\delta p = \Delta p(L)$ — минимальное значение депрессии, соответствующее концу горизонтального ствола.

Дебиты горизонтальной скважины рассчитывались в двумерной области параметров $(\delta p, L)$.

В результате область $(\delta p, L)$ разделяется на три характерные части, в одной из которых происходит разрушение коллектора, а две другие разделены по значению достигаемого дебита. Так, центральная область эффективных дебитов определяется неравенством:

$$0,8Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max},$$

где Q_{\max} — максимальное значение дебита, достигнуто в рассматриваемом диапазоне параметров $(\delta p, L)$.

Предельные значения длин, выше которых происходит разрушение коллектора, образуют непрерывную зависимость от величины δp , которая при увеличении L стремится к 0.

В следующем модельном примере в основе определения оптимальных параметров горизонтальной скважины заложен комплекс реальных ограничений:

- неразрушение коллектора;
- предельно допустимая депрессия;
- пропускная способность вертикального ствола и внутрипромысловой системы сбора газа;
- уравнение движения газа в вертикальном стволе

$$p_{\text{заб}}^2 - p_y^2 e_i^{2s} = \theta Q^2, \quad (1.2)$$

где $p_{\text{заб}}$ — давление на забое в начале горизонтального ствола; p_y — устьевое давление; e_i^{2s} , θ — коэффициенты, учитывающие скоростной напор, связанный с движением газа на ствол скважины, и силу тяжести, создаваемую столбом газа.

Уравнение математической модели движения газа в пласте, горизонтальном и вертикальном стволах скважины решается совместно с принятой системой ограничений. В результате находится допустимая область параметров $(\delta p, L)$ и распределение дебита $Q(\delta p, L)$ рассматриваемой области. Двумерная диаграмма распределения дебита горизонтальной скважины дает возможность выбора оптимальных параметров $\delta p, L$, обеспечивающих желаемую производительность скважин.

В настоящей работе представлено важное для практики приложение математической модели притока газа к горизонтальной скважине в условиях проводки горизонтального ствола в неоднородных коллекторах. Допустимость такого приложения вытекает из дискретности численной математи-

Таблица 1.5

Результаты расчетов дебитов скважин

Длина горизонтальной скважины в высокопроницаемом коллекторе L , м	Общая длина горизонтальной скважины $400 + L$, м	Дебит низкопроницаемого интервала 400 м, тыс. м ³ /сут	Дебит высокопроницаемого интервала длиной L , тыс. м ³ /сут	Общий дебит скважины, тыс. м ³ /сут	Депрессия на конце горизонтальной скважины δp , МПа
100	500	291	260	481	0,047
80	480	240	240	480	0,055
50	450	290	190	480	0,07
30	430	322	148	470	0,085
20	420	360	105	465	0,1
5	405	374	26	400	0,1

ческой модели вдоль длины горизонтального ствола. Предполагается разбиение длины горизонтального ствола на интервалы, вскрывающие коллектора с различными характеристиками продуктивности.

Для апробации модели притока горизонтальной скважины, вскрывшей неоднородные коллектора, приняты условия, близкие к реальным.

Горизонтальный ствол проведен в устойчивом коллекторе низкой проницаемости до пересечения со слабоустойчивым коллектором, проницаемость которого оценивается в 20 раз выше. Длина ствола в низкопроницаемом коллекторе составила 400 м. Проектная длина ствола в высокопроницаемом коллекторе 100 м. Предельный градиент в последнем предполагается равным 1 МПа/м. На устье вертикального ствола определено ограничение $p_y \geq 4$ МПа. По данным исследований определены коэффициенты фильтрационного сопротивления для низкопроницаемого пласта, уточнены гидравлические параметры вертикального ствола.

Расчеты дебита скважины, вскрывшей оба коллектора, проводились в вариантах проектной длины последнего, высокопродуктивного участка. Для каждой из варьирующих длин отыскивалось предельно допустимое (в пределах исходных ограничений) значение δp на конце последнего участка ствола.

Результаты расчетов представлены в табл. 1.5 и показывают возможность выбора оптимальной длины горизонтального участка в различных коллекторах при их вскрытии в условиях депрессии на пласт.