

3.1. ОБОСНОВАНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ДЕПРЕССИИ И РЕПРЕССИИ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Многолетний отечественный и зарубежный опыт бурения нефтяных и газовых скважин в различных горно-геологических условиях свидетельствует о том, что одним из определяющих условий безаварийной их проводки является поддержание (регулирование) заданного дифференциального давления в системе скважина – пласт. Область изменения дифференциального давления выбирается из условий предупреждения возможных поглощений промывочной жидкости, флюидопроявлений, осыпей, обвалов и других осложнений ствола скважины, а также из требований охраны недр и экологии.

В настоящее время этим требованиям в полной мере отвечают технологии бурения скважин на депрессии и равновесии давлений в системе скважина – пласт, которые эффективны как при проводке вертикальных скважин (ВС), так и наклонно направленных и горизонтальных скважин (НН и ГС).

В последней редакции Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности [6], утвержденных постановлением Госгортехнадзора России № 24 от 9.04.1998 г., разрешается проведение буровых работ с регулированием дифференциального давления в системе скважина – пласт. Допустимая депрессия на стенки скважины при бурении не должна превышать 10–15 % эффективных скелетных напряжений (разность между горным и поровым давлением пород). При освоении скважин допустимая депрессии определяется из условия обеспечения устойчивости призабойной зоны пласта и сохранности цементного кольца за обсадной колонной.

Однако в одних случаях допустимая депрессия в 10–15 % эффективных скелетных напряжений будет пренебрежимо

мала, в других — очень велика, а в третьих — бурение на депрессии вообще недопустимо. Для определения области применения технологии бурения на депрессии приведен расчет ее допустимого значения $\Delta p_{\text{деп}}$ на пласты, залегающие на глубине от 500 до 4500 м, при коэффициентах k_a аномальности пластового порового давления от 0,25 до 2,0 (табл. 3.1).

При значениях коэффициента аномальности пластового давления 0,25–0,50, характерных для некоторых крупнейших истощенных газовых и газоконденсатных месторождений и ПХГ России (Уренгойское ГКМ, Ставропольское, Пунгинское ПХГ и др.), бурение на депрессии целесообразно вести с глубин более 1000 м. Причем с ростом глубины более 2000 м нет необходимости поддерживать депрессию, равную предельно допустимой, т.е. $\Delta p = 0,1(p_{\text{гор}} - p_{\text{пл}})$, так как ее значение превышает 3,1–2,6 МПа. При таких депрессиях может произойти разрушение околоствольной зоны вскрываемого пласта, а также могут возникнуть условия, осложняющие нормальный процесс бурения. Следовательно, в условиях АНПД применение технологии бурения на депрессии реально только с глубины 1000 м и более. При глубине бурения более 1500 м необходимо уменьшать депрессию ниже 10 % эффективных скелетных напряжений горных пород.

В условиях АВПД реализовать бурение на депрессии возможно с глубин более 2500 м при $k_a = 1,5$, а также с глубин более 4000 м при $k_a = 2,0$.

Таблица 3.1

Изменение допустимой депрессии $\Delta p_{\text{деп}} = 0,1 (p_{\text{гор}} - p_{\text{пл}})$, МПа, на пласты горных пород в зависимости от глубины и пластового давления

Глубина, м	Средняя плотность массива горных пород $\rho_{\text{гор}}$, МПа	Горное давление $p_{\text{гор}}$, МПа	$\Delta p_{\text{деп}} = 0,1 (p_{\text{гор}} - p_{\text{пл}})$, МПа, при различных $k_a = p_{\text{пл}}/\rho_{\text{ст}}$				
			0,25	0,5	1,0	1,5	2,0
500	1670	8,2	0,70	0,57	0,33	0,08	—
1000	1700	16,7	1,4	1,2	0,7	0,2	—
1500	1750	25,8	2,2	1,8	1,1	0,4	—
2000	1820	35,7	3,1	2,6	1,6	0,6	—
2500	1900	46,6	4,0	3,4	2,2	1,0	—
3000	2000	58,9	5,2	4,4	2,9	1,5	0,01
3500	2150	73,8	6,5	5,7	4,0	2,2	0,5
4000	2300	90,3	8,0	7,1	5,1	3,1	1,2
4500	2400	105,9	9,5	8,4	6,2	4,0	1,8

Таблица 3.2

Характеристика продуктивных пластов некоторых месторождений Красно

Месторождение	Интервал залегания продуктивных пластов, м	Пористость m , доли ед.	Проницаемость k , мкм ²	Пластовая температура, °С
Каневское, скв. 1, 3, 42	1630–1700	0,10–0,28	≤0,40	80
Березанское, скв. 53, 21	2550–2630	0,03–0,24	≤0,78	97,2
Майкопское, скв.15	2630–2670	0,16	0,07–1,36	127,8

Выделенная (см. табл. 3.1) рациональная область применения технологии бурения на депрессии по глубинам и значениям k_a , удовлетворяет требование п. 2.7.3.5 Правил [6] по выбору допустимого значения депрессии на стенки ствола скважины при бурении в устойчивых горных породах. При других горно-геологических условиях следует существенно корректировать это значение по критериям устойчивости коллектора, протяженности необсаженной части ствола скважины и углу его наклона, типу насыщающего пласт флюида, коэффициенту продуктивности и др. Для примера приведем табл. 3.2 и 3.3, составленные по результатам исследования скважин некоторых истощенных газовых месторождений Краснодарского края [8].

На начало разработки пластовое давление в залежах этих месторождений незначительно (на 13–18 %) превышало нормальное гидростатическое давление. Вскрытие продуктивных пластов проводилось с промывкой буровыми растворами плотностью 1200–1260 кг/м³, которые, проникая в пласт под действием репрессии, в той или иной степени, снижали естественную проницаемость ПЗП. Об этом свидетельствуют результаты газодинамических исследований скважин, выполненных в начальный период разработки месторождений и через 20 лет их эксплуатации. Первоначальные дебиты скважин в среднем оказались меньше текущих при $k_a = 0,6 \div 0,72$ (см. табл. 3.3). В результате последующего глушения скважин глинистым раствором плотностью 1150 кг/м³ при статической репрессии на пласт 7,6–15,2 МПа дебиты после ремонта значительно снизились, а коэффициенты продуктивности уменьшились в 2,25–61,76 раз (см. табл. 3.2).

дарского края

Пластовое давление $p_{пл}$, МПа (k_a)		Дебит газа Q_r , тыс. м ³ /сут		Текущая депрессия $\Delta p_{деп}$, МПа	Коэффициент продуктивности $K_{прод} =$ $= Q_r / \Delta p_{деп}^2$ $10^3 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}^2)$
начальное	текущее	начальный	текущий		
18,8 (1,18)	11,5 (0,72)	200	260	2,6	38,5
			145	0,6	402,8
			320	1,2	222,2
28,2 (1,13)	14,9 (0,60)	—	416	0,2	10400
30,2 (1,17)	18,3 (0,71)		328	0,5	1312
		333	620	0,6	1722

Таблица 3.3

Снижение продуктивности скважин после воздействия на продуктивный пласт с АНПД глинистым раствором плотностью 115 кг/м³

Месторождение	k_a	Репрессия на пласт $\Delta p_{реп}$, МПа	Q_r , тыс. м ³ /сут	$\Delta p_{деп}$, МПа	$K_{прод}$, $10^3 \text{ м}^3 / (\text{сут} \times \text{МПа}^2)$	Уменьшение коэффициента продуктивности
Каневское: скв. 1 скв. 2 скв. 42	0,72	7,6	260	3,9	17,1	2,25
			80	3,3	7,4	54,43
			270	4,0	16,0	13,15
Березанское: скв. 53 скв. 21	0,6	15,2	330	1,4	168,4	61,76
			260	1,3	153,8	8,53
Майкопское, скв. 15	0,71	13,8	560	1,7	193,8	8,89

В современных сложных экономических условиях снижение продуктивности скважин в результате низкого качества вскрытия продуктивных пластов недопустимо. Сейчас задача заключается не только в том, чтобы сохранить естественную проницаемость ПЗП, но и улучшить продуктивную характеристику скважины уже на стадии ее заканчивания.

Рассмотрим условия, обеспечивающие потенциальную продуктивность скважины на стадии вскрытия продуктивного пласта, в режиме депрессии и равновесия давлений в системе скважина — пласт.

3.2. УСЛОВИЯ ПОДДЕРЖАНИЯ СТАТИЧЕСКОЙ И ДИНАМИЧЕСКОЙ ДЕПРЕССИИ ВО ВСКРЫТОМ ИНТЕРВАЛЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Основным фактором, обеспечивающим необходимые условия для бурения в режиме депрессии или равновесия давлений в системе скважина – пласт, является плотность промывочной жидкости (бурового раствора, жидкости глушения и т.д.). В динамических условиях (при циркуляции) на значение гидродинамических потерь давления в кольцевом пространстве существенное влияние оказывает расход жидкости, ее реологические параметры (пластическая вязкость, статическое и динамическое напряжения сдвига) и значение кольцевого зазора между бурильной колонной и стенкой скважины. В соответствии с требованиями п. 2.7.3.2 Правил [6] плотность бурового раствора при вскрытии газонефтеводонасыщенных пластов (ГНВП) должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления ($\text{grad } p_{\text{пла}}^{\text{max}}$) в интервале совместимых условий.

Обычно в кровлю горизонта с максимальным $\text{grad } p_{\text{пла}}^{\text{max}}$ устанавливается башмак промежуточной или эксплуатационной колонны, и расчет депрессии или равновесия проводится на глубине залегания кровли этого пласта.

При разработке технологии бурения на депрессии необходимо оценивать значения депрессии на кровлю пласта в статических (без циркуляции) и динамических условиях (при восстановлении циркуляции, промывке, СПО). В обоих случаях создаются различные условия для поддержания равновесия давлений в системе скважина – пласт.

На рис. 3.1 изображены возможные варианты статического и динамического равновесия давлений в системе скважина – пласт, которые возникают при бурении на депрессии. В основу разработанных авторами вариантов положен принцип выбора статической депрессии на кровлю вскрываемого пласта. В этом случае динамическое равновесие давлений достигается либо на забое скважины (подошва пласта или вскрываемого массива горных пород), либо на некоторой текущей глубине H и кровле пласта (см. рис. 3.1, а, в).

Статическое равновесие давлений может возникнуть только на некоторой глубине $H_{\text{кр}} < H_{\text{ср}} \leq H_{\text{заб}}$ (см. рис. 3.1, г).

Таким образом, на основании вышеизложенного можно выделить следующие варианты [40, 103]:

бурение на депрессии как в статических, так и динамиче-

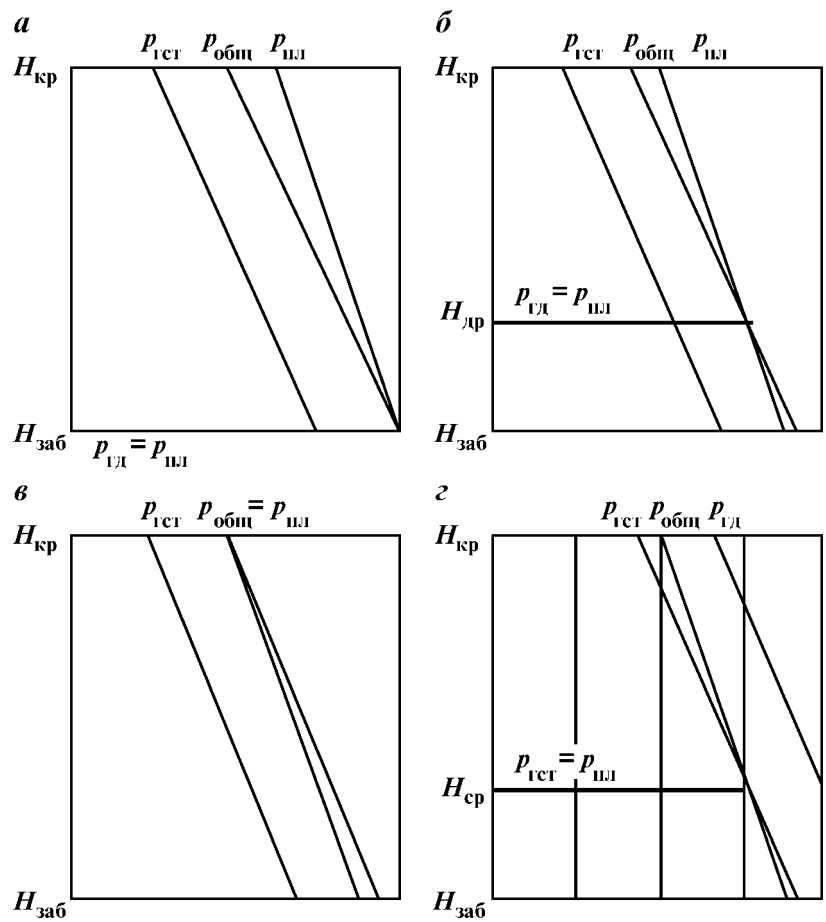


Рис. 3.1. Условия поддержания статического и динамического равновесия в системе скважина – пласт

ских условиях возможно во всем интервале вскрываемого пласта от $H_{кр}$ до $H_{заб}$ (см. рис. 3.1, а);

бурение на депрессии ведется также до некоторой текущей глубины $H_{др}$ в интервале $(H_{заб} - H_{др})$, в динамических условиях создается депрессия на пласт, а в статических – сохраняется депрессия (см. рис. 3.1, б);

в интервале вскрытия ГНВП поддерживается только статическая депрессия, а при промывке – репрессия (см. рис. 3.1, в);

статическая депрессия поддерживается только до некоторой глубины H_{cp} , а дальнейшее углубление ведется при статической и динамической репрессии на пласт (см. рис 3.1, з);

во всех случаях углубление ведется при переменной депрессии и (или) репрессии на пласт, так как плотность бурового раствора в большей части случаев выше плотности пластового флюида, а на устье скважины поддерживается избыточное давление.

3.3. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРИТОКА ГАЗА ИЗ ПЛАСТА ПРИ ПЕРЕМЕННОЙ ДЕПРЕССИИ

При создании депрессии на пласт в скважину будет поступать пластовый флюид (газ, нефть, вода) с различным дебитом. Дебит флюида зависит от значения депрессии и коллекторских свойств пласта. Обычно продуктивность пласта определяют в результате проведения комплексных газогидродинамических, гидрогеологических и геофизических исследований после его вскрытия и в законченной бурением скважине.

Однако перед началом бурения необходимо оценить значение депрессии и дебит пластового флюида, который будет смешиваться с буровым раствором в затрубном пространстве и изменять его свойства и параметры.

Авторами разработана методика прогнозной оценки притока пластового флюида при бурении на депрессии, сущность которой заключается в следующем.

1. По результатам исследований соседних скважин определяется средний коэффициент продуктивности пласта $K_{\text{прод}}^{\text{cp}}$, равный отношению полученного дебита к депрессии (для жидкости) или квадрату депрессии (для газа), т. е.

$$K_{\text{прод}}^{\text{ж}} = Q_{\text{ж}} / \Delta p_{\text{деп}}; \quad K_{\text{прод}}^{\text{г}} = Q_{\text{г}} / \Delta p_{\text{деп}}^2. \quad (3.1)$$

2. Находится удельный коэффициент продуктивности на метр вскрытой толщины (мощности, длины) пласта.

3. Определяется максимально допустимая депрессия на пласт по формуле, взятой из работы [6]:

$$\Delta p_{\text{деп}}^{\text{max}} = 0,10 \div 0,15(p_{\text{гор}} - p_{\text{пл}}), \quad (3.2)$$

где $p_{\text{гор}} = \rho_{\text{г.п}} g H_{\text{пл}}^{\text{кр}}$ — горное давление; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление; $\rho_{\text{г.п}}$ — поинтервальная средняя плотность массива вышележащих горных пород.

4. С использованием отношения (3.1) рассчитывается ожидаемый дебит газа при различных значениях депрессии, изменяющейся в пределах от максимально допустимого значения, вычисленного по формуле (3.2), до максимально возможного:

$$Q_{\text{ж}} = K_{\text{прод}}^{\text{ж}} \Delta p; \quad Q_{\text{г}} = K_{\text{прод}}^{\text{г}} \Delta p^2. \quad (3.3)$$

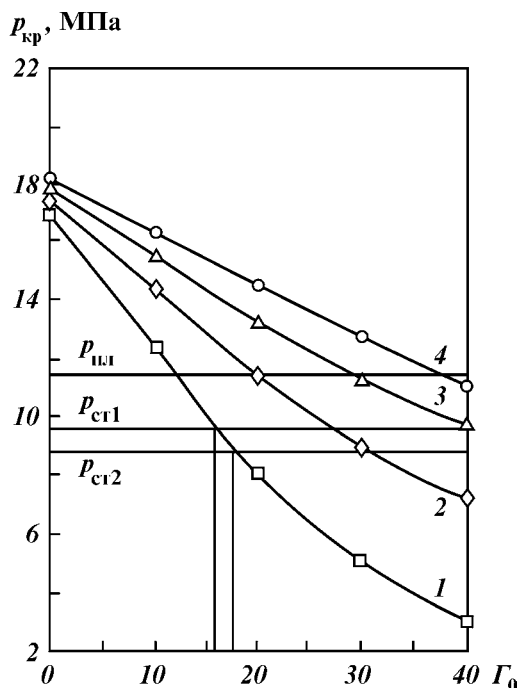
5. Проводится оценка изменения плотности бурового раствора в результате поступления в него пластового флюида и шлама.

Приведем пример прогнозной оценки дебита газа из пласта при его вскрытии на депрессии. Для этого воспользуемся данными (см. табл. 3.2) по Каневскому газовому месторождению.

Ниже приведены два значения допустимой депрессии, вычисленные для 10 и 15 % эффективных скелетных напряжений:

$\rho_{\text{г.п.}}$, кг/м ³	1800
$p_{\text{гор}}$, МПа.....	28,8
$p_{\text{пл}}$, МПа.....	11,50

Рис. 3.2. График изменения давления $p_{\text{кр}}$ на кровлю продуктивного пласта в процессе его вскрытия при переменной депрессии:
1–4 – изменение давления ГЖС на кровлю пласта при суммарных потерях давления в кольцевом пространстве и на устье скважины 0,5; 1,0; 1,5; 2,0 МПа соответственно



$\Delta p_{\text{деп}}^{\text{max}}$, МПа	1,73–2,60
$(\Delta p_{\text{деп}}^{\text{max}})^2$, МПа	2,99
$K_{\text{прод}}^{\text{ср}}$, $10^3 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа}^2)$	221,2
$\bar{K}_{\text{прод}}$, $10^3 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа}^2)$	3,16

На рис. 3.2 эти значения показаны в виде линий $p_{\text{ст1}}$ и $p_{\text{ст2}}$. Для обеспечения условия $p_{\text{ст}} = 9,77$ МПа на кровле пласта ($H_{\text{кр}} = 1630$ м) в условиях АНПД ($k_a = 0,72$) необходимо вести бурение с промывкой газожидкостной смесью с газовым фактором $\Gamma_0 \approx 15$.

По мере вскрытия продуктивного пласта с промывкой ГЖС динамическая депрессия будет уменьшаться (см. рис. 3.2, табл. 3.4). В то же время из пласта в промывочную жидкость будет поступать газ с дебитом, нарастающим по мере углубления скважины (см. табл. 3.4). Поступление пластового газа в ГЖС увеличит ее газовый фактор до 27,1 на глубине залегания подошвы пласта ($H_{\text{под}} = 1700$ м). Вместе с этим будет уменьшаться статическое забойное давление. Для обеспечения условий бурения на депрессии в пределах от $p_{\text{ст1}}$ и $p_{\text{пл}}$ (см. рис. 3.2) необходимо регулировать забойное давление изменением (увеличением) устьевого давления и уменьшением начального газового фактора Γ_0 ГЖС.

Приведенный пример показывает механизм регулирования депрессии на пласт по мере его вскрытия (см. рис. 3.1, а).

Таблица 3.4

Прогнозные показатели вскрытия продуктивного пласта с переменной депрессией

Интервал бурения, м	Давление, МПа			Депрессия, МПа		Дебит, Q_r , $\text{м}^3/\text{с}$		Газовый фактор		
	$p_{\text{пл}}$	$p_{\text{ст}}$	$p_{\text{дин}}$	$\Delta p_{\text{ст}}$	$\Delta p_{\text{дин}}$	интервальный	суммарный	Γ_0	Γ_i	$\sum_{i=0}^n \Gamma_i$
1630 (кровля пласта)	11,50	9,77	10,86	1,73	0,64	0	0	15	0	0
1650	11,51	9,95	11,10	1,56	0,41	0,20	0,20	15	8,30	23,3
1670	11,52	10,24	11,30	1,28	0,22	0,07	0,27	15	11,35	26,3
1690	11,53	10,37	11,42	1,19	0,11	0,02	0,29	15	12,1	27,1
1700 (подошва пласта)	11,54	10,45	11,54	1,09	0	0,001	0,291	15	12,1	27,1

Примечания: 1. Расход промывочной жидкости $Q_{\text{ж}} = 0,024 \text{ м}^3/\text{с}$.
2. Расход инертного газа $Q_r = 0,024 \times 15 = 0,36 \text{ м}^3/\text{с}$.

Эта методика также применима и для других возможных условий бурения на депрессии (см. рис. 3.1, б–г).

3.4. СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЗНАЧЕНИЙ ДЕПРЕССИИ И РЕПРЕССИИ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Основным способом регулирования значения дифференциального давления (депрессия — равновесие — репрессия) в системе скважина — пласт является значение плотности промывочной жидкости [6]. На значение гидродинамических потерь давления влияют реологические параметры промывочной жидкости и режим промывки.

Вместе с тем, во многих работах [3–6, 15–19, 35, 36, 51, 64, 80, 83, 84 и др.] газонефтеводопроявление рассматривается как неуправляемое поступление пластовых флюидов в скважину, создающее опасность выбросов бурового раствора и открытого фонтанирования.

Для ликвидации ГНВП применяются различные способы, обеспечивающие поддержание или изменение давления на забое скважины. Например, при реализации способа бурового раствора на первой стадии вымыв поступившего в скважину пластового флюида осуществляется промывочной жидкостью начальной плотностью при условии постоянства давления на забое в течение всего цикла. Давление в затрубном пространстве регулируется в блоке дросселирования. На второй стадии в скважину закачивается утяжеленная промывочная жидкость с постоянным давлением в затрубном пространстве на устье скважины. Дальнейшее бурение проводится с промывкой жидкостью повышенной плотности и при атмосферном давлении на устье.

К.М. Тагировым [4, 14, 80, 104, 105] впервые разработаны метод и герметизированная система циркуляции (ГСЦ) для вскрытия продуктивных пластов в условиях АВПД с регулированием дифференциального давления в системе скважина — пласт непосредственно в процессе бурения. Принципиальная схема ГСЦ и описание реализации разработанного метода приведены в разделе 2.1 и на рис. 2.1.

Отличительной особенностью ГСЦ является то, что промывочная жидкость, выходящая из скважины, не вытекает в открытую желобную систему, а направляется в герметизированный блок очистки промывочной жидкости. Затем очи-

ценная промывочная жидкость поступает в емкость авторегулирования, где происходит дегазация, и далее под заданным избыточным давлением, поддерживаемым в емкости, промывочная жидкость направляется во всасывающий коллектор буровых насосов. Таким образом, создается единая гидродинамическая система буровые насосы — скважина — пласт — наземная система циркуляции — буровые насосы.

Полная герметичность системы циркуляции дает возможность оснастить ее чувствительными контрольно-измерительными приборами, которые позволяют на ранней стадии вскрытия долотом зоны АВПД по росту давления в наземной части системы циркуляции обнаружить, что сообщение с пластом установлено, и с достаточной точностью определить пластовое давление.

Одним из основных преимуществ ГСЦ является возможность вести процесс вскрытия зон АВПД без опасения неожиданного газопроявления даже при использовании промывочной жидкости, плотность которой не обеспечивает противодействия на вскрываемый пласт.

Разработанный способ вскрытия пластов с заданным дифференциальным давлением в системе скважина — пласт позволяет вызвать контролируемый приток пластового флюида на забой скважины, вымыть его на дневную поверхность с целью установления природы флюида (вода, нефть, газ) и определить значение пластового давления. Для этого после поступления сигнала об установлении сообщения с пластом (повышение давления в наземной части системы циркуляции) открывают выкидную линию на блоке очистки промывочной жидкости и допускают на забой приток пластового флюида строго заданного объема. Затем восстанавливают циркуляцию и вымывают пластовый флюид на дневную поверхность.

Разработанный способ предусматривает ситуации, которые могут возникнуть в скважине в процессе циркуляции промывочной жидкости с газовой пачкой на забое при использовании герметизированной системы циркуляции:

газовая пачка в процессе подъема по кольцевому пространству скважины не может расширяться при отсутствии свободного объема в системе циркуляции;

газовая пачка по мере подъема к устью скважины расширяется (не нарушая при этом равновесия в системе скважина — пласт) при наличии расчетного объема буферного газа в ГСЦ.

В первом случае, когда газовая пачка достигает устья скважины без расширения, объем и, следовательно, давление

в ней практически не изменяются. При этом в наземной части ГСЦ давление повысится до значения пластового давления $p_{пл}$, а давление на забое $p_{заб}$ увеличится вдвое: $p_{заб} \approx 2p_{пл}$.

Поэтому в ГСЦ предусматривается некоторый объем, заполненный буферным газом. В этом случае газовая пачка по мере подъема по кольцевому пространству скважины имеет возможность расширяться и вытеснять из скважины промывочную жидкость большего объема, чем закачивается буровым насосом в скважину. Вытесняемая газом промывочная жидкость аккумулируется в емкости авторегулирования, принимая в ней объем буферного газа. При этом закономерность изменения давления в емкости авторегулирования определяются исходя их условий pVT газовой пачки, движущейся по стволу скважины, и буферного газа в емкости авторегулирования соответственно по формулам

$$\frac{p_{заб} V_{заб}^r}{T_{заб} z_{заб}} = \frac{p_{(l)} (V_{заб}^r + \Delta V_{(l)})}{T_{(l)} z_{(l)}}, \quad (3.4)$$

$$\frac{p'_y V'_y}{T'_y z'_y} = \frac{p_y (V'_y + \Delta V_{(l)})}{T_y z_y}, \quad (3.5)$$

где $p_{заб}$, $V_{заб}^r$, $T_{заб}$, $z_{заб}$ — соответственно давление, объем, температура и коэффициент сжимаемости газа в забойных условиях; $p_{(l)}$, $T_{(l)}$, $z_{(l)}$ — соответственно давление, температура и коэффициент сжимаемости газа на текущей глубине l ; $\Delta V_{(l)}$ — приращение объема газовой пачки, когда ее верхняя граница достигает глубины скважины l ; p'_y , V'_y , T'_y , z'_y — соответственно давление, объем, температура и коэффициент сжимаемости буферного газа в емкости авторегулирования, когда газовая пачка находится на забое скважины; p_y , T_y , z_y — соответственно давление, температура и коэффициент сжимаемости буферного газа в емкости авторегулирования, когда газовая пачка находится на текущей глубине скважины l .

Для данной емкости авторегулирования (с известными параметрами: допустимое рабочее давление $p_{у.доп}$ и объем V'_y) существует критический (допустимый) объем газопроявления $V_{кр}^r$, при котором можно удалить из скважины газовую пачку, обеспечивая условие $p_{заб} = p_{пл}$ в автоматическом режиме.

Значение критического объема газопроявления находят из выражений (3.4) и (3.5), предварительно замерив $V_{заб}^r = V_{кр}^r$, $p_{заб} = p_{пл}$, $p_y = p_{у.доп}$.

Таким образом, при использовании ГСЦ для автоматического поддержания равновесного давления $p_{заб} = p_{пл}$ при удалении из скважины газовой пачки объемом $V_{кр}$, необходимо определить критический или допустимый объем газопроявления и закачать в емкость авторегулирования буферный газ объемом V'_y под давлением p'_y перед началом циркуляции.

После удаления из скважины забойной пачки пластового флюида, прежде чем продолжить углубление, повышают плотность промывочной жидкости на значение, достаточное для компенсации p'_y .

Однако в процессе вскрытия пласта на равновесии в условиях $p_{заб} = p_{пл}$ промывочная жидкость на забое может насыщаться газом, который при подъеме по кольцевому пространству (по мере снижения гидростатического давления) будет выделяться из раствора в свободную фазу. В связи с этим К.М. Тагировым разработана математическая модель определения гидростатического давления утяжеленной газированной жидкости с учетом массообмена между газовой и жидкой фазами и влияния температуры окружающих пород на указанный процесс:

$$dp = \frac{\rho_B + c\rho_T + \alpha_0(1+c)\rho_G^0}{1+c + \frac{[\alpha_0(1+c) - \alpha_{(T)}p]p_0zT}{pz_0T_0}} qdl, \quad (3.6)$$

где p , l , T — соответственно текущее давление, глубина, температура; ρ_B , ρ_T , ρ_G^0 — плотность соответственно воды, твердой фазы промывочной жидкости и газа; $c = V_T/V_B$ — отношение объема твердой фазы V_T к объему воды V_B в промывочной жидкости; z_0 , z — коэффициент сжимаемости газа соответственно в нормальных условиях и на текущей глубине; p_0 , T_0 — соответственно давление и температура в нормальных условиях; α_0 — коэффициент газонасыщенности промывочной жидкости (численно равный объему газа при нормальном давлении на устье скважины p_0 , растворившегося в единице объема промывочной жидкости в забойных условиях); $\alpha_{(T)}$ — коэффициент растворимости газа.

В развитие приведенного способа бурения скважин в интервалах проявляющих пластов в СевКавНИПИгазе и ОАО «Газпром» разработан новый способ вскрытия продуктивного газоносного пласта бурением в условиях переменной депрессии, на который получен патент РФ [106].

Согласно разработанному способу значение переменной

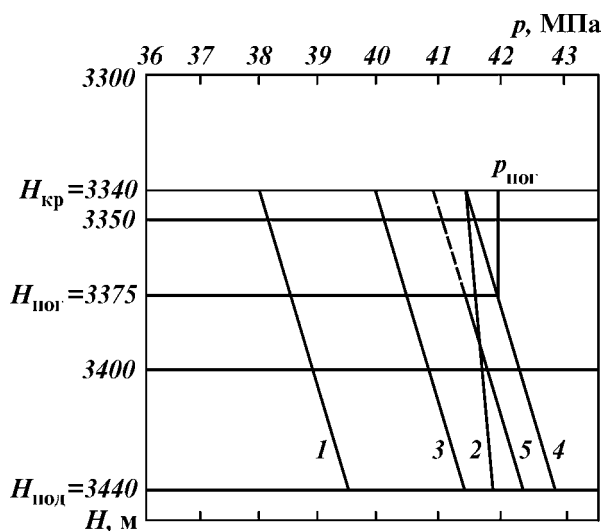


Рис. 3.3. Регулирование дифференциального давления на забое скважины при вскрытии продуктивного пласта в условиях переменных депрессии – репрессии:

1 – гидростатическое давление при плотности промывочной жидкости $\rho = 1156 \text{ кг/м}^3$; 2 – пластовое давление; 3 – гидродинамическое давление при $p_{y0} = 0$; 4, 5 – гидродинамическое давление при избыточном устьевом давлении 1,60 и 0,98 МПа соответственно

депрессии на пласт регулируется ступенчатым или непрерывным изменением избыточного устьевое давления газированной промывочной жидкости. Процесс регулирования дифференциального давления на забое скважины схематично представлен на рис. 3.3. Описание данного процесса рассмотрим на примере вскрытия продуктивного пласта в скв. Р-110 Заполярного ГКМ (Западная Сибирь).

Продуктивный пласт представлен песчаниками валанжинских отложений (ВТ-11) пористостью 20 %, проницаемостью около $0,1 \text{ мкм}^2$. Устье скважины герметизировано вращающимся превентором ПВС-1-280×7,5МПа, на выходе из скважины были установлены блоки дросселирования и дегазации промывочной жидкости.

Исходные данные:

Глубина залегания кровли пласта $H_{кр}$, м	3340
Проектная глубина скважины $H_{п}$, м.....	3440
Пластовое давление $p_{пл}$, МПа.....	41,27
Наружный диаметр буровой колонны $d_{н}$, м.....	0,089
Внутренний диаметр буровой колонны $d_{вн}$, м.....	0,080

Внутренний диаметр обсадной колонны $D_{\text{вн}}$, м	0,154
Диаметр долота $D_{\text{д}}$, м	0,140
Коэффициент сжимаемости газа z в забойных условиях	0,912
Производительность насоса Q , м ³ /с	0,005
Допустимое рабочее давление $p_{\text{р}}$ вращающегося превентора ПВС-1-280×7,5МПа при бурении, МПа	3,5
Статическое напряжение сдвига промывочной жидкости θ , Па	5

В кровлю пласта была спущена промежуточная обсадная колонна, разбуривание цементного стакана проводилось с промывкой жидкостью плотностью 1320 кг/м³ и последующей заменой на облегченный буровой раствор для вскрытия продуктивного пласта.

Плотность облегченного раствора при условии создания депрессии на кровлю пласта в 10 % значения скелетных напряжений равна 1156 кг/м³. При такой плотности статическая депрессия на кровлю пласта составляла 3,41 МПа.

Гидравлические потери давления в кольцевом пространстве $p_{\text{к.п}} = 1,81$ МПа. Следовательно, при условии первоначального динамического равновесия на кровле пласта устьевое давление на первом этапе вскрытия $p_{\text{у}} = \Delta p_{\text{деп}} - p_{\text{к.п}} = 3,41 - 1,81 = 1,6$ МПа. При этом значении бурение велось до глубины 3375 м в условиях переменной статической депрессии на пласт, изменявшейся в пределах от 3,41 МПа на кровле пласта до 3,10 МПа на глубине 3375 м. На этой глубине при промывке возможно поглощение. Поэтому давление на устье снизили до 0,98 МПа (10 кгс/см²). В результате забойное давление уменьшилось от 41,75 до 41,27 МПа, и в интервале 3340–3375 м на пласт действовала переменная депрессия 0,52–0,16 МПа (в динамических условиях).

На втором этапе бурение продолжалось до подошвы пласта (3440 м) с устьевым избыточным давлением 0,98 МПа. В интервале 3340–3390 м на пласт действовала переменная динамическая депрессия от 0,52 МПа до 0, а в интервале 3390–3440 м – переменная динамическая репрессия 0–0,52 МПа.