

УДК 622.24.06

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ БУРЕНИЯ СКВАЖИН И ВСКРЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ В ОСЛОЖНЁННЫХ УСЛОВИЯХ



ANALYSIS OF THE PROBLEMS OF DRILLING WELLS AND TAPPING OIL AND GAS FORMATIONS IN DIFFICULT CONDITIONS

Тихонов Е.В.

технический директор отдела буровых растворов
ООО «БУРСЕРВИС»
evgeny.tikhonov@internet.ru

Аннотация. В статье выполнен анализ проблем бурения скважин и вскрытия нефтегазовых пластов в осложнённых условиях. Описаны основные факторы, влияющие на повышение продуктивности скважин, и факторы, осложняющие процесс строительства скважин. Показано, что особенно трудно вскрывать продуктивные пласты в геологически осложнённых условиях с аномально высокими давлениями и при пластовом давлении ниже гидростатического. В первом случае из-за возможности вызвать проявление скважины утяжеляют раствор, и в призабойную зону пласта проникает большое количество фильтрата и утяжелителя, что значительно ухудшает фильтрационную характеристику пористой среды. Во втором случае, из-за отсутствия облегчённых растворов применяют обычную промывочную жидкость, которая также в большом количестве проникает в пласт и резко снижает естественную проницаемость коллектора. Показан опыт бурения скважин в условиях АНПД и вскрытие пластов в условиях АВПД.

Ключевые слова: факторы, осложняющие процесс строительства скважин; аномальность пластовых и поровых давлений; аномально низкое пластовое давление; аномально высокое пластовое давление; опыт бурения скважин в условиях АНПД; бурение с промывкой пеной и с продувкой газами; вскрытие пластов в условиях АВПД.

Tikhonov E.V.

Technical Director of the Drilling Fluids
Department of «BURSERVICE» LLC
evgeny.tikhonov@internet.ru

Annotation. The article analyzes the problems of drilling wells and opening oil and gas formations in difficult conditions. The main factors influencing the increase in well productivity and factors complicating the process of well construction are described. It has been shown that it is especially difficult to open productive formations in geologically complicated conditions with abnormally high pressures and at reservoir pressures below hydrostatic. In the first case, due to the possibility of causing the well to show up, the solution is made heavier, and a large amount of filtrate and weighting agent penetrates into the bottomhole zone of the formation, which significantly worsens the filtration characteristics of the porous medium. In the second case, due to the lack of lightweight solutions, a conventional flushing fluid is used, which also penetrates into the formation in large quantities and sharply reduces the natural permeability of the reservoir. The experience of drilling wells under extreme pressure conditions and opening up formations under high pressure conditions is shown.

Keywords: factors complicating the well construction process; anomaly of reservoir and pore pressures; abnormally low reservoir pressure; abnormally high reservoir pressure; experience in drilling wells under conditions of abnormally low reservoir pressure; drilling with foam flushing and gas flushing; opening of formations under conditions of abnormally high reservoir pressure.

Одними из направлений стратегии развития газовой промышленности России являются повышение эффективности геологоразведочных работ, освоение новых месторождений на севере Тюменской области, европейской территории и в Восточной Сибири, разбуривание и эксплуатация морских месторождений, наращивание мощностей подземного хранения газа (ПХГ).

Решать проблемы приростов запасов нефти, газа и конденсата, залегающих в сложных горно-геологических условиях, освоения новых залежей и повышения коэффициента извлечения углеводородов из истощённых месторождений, а также вопросы увеличения годового отбора газа из ПХГ невозможно без наращивания объёмов разведочного и эксплуатационного бурения и сокращения фонда простаивающих скважин.

Дальнейшее развитие буровых работ требует разработки и внедрения новых технологий и технических средств, обеспечивающих повышение качества их строительства и эксплуатационной надёжности.

В последние годы руководством ПАО «Газпром» предпринят ряд важнейших организационных мер, направленных на разработку, освоение производства и внедрение

новых высокоэффективных технологий и оборудования для бурения скважин. Основными являются решения научно-технических советов ПАО «Газпром» по актуальным вопросам строительства скважин, среди которых необходимо выделить следующие:

1. Считать определяющими направлениями повышения эффективности строительства глубоких и сверхглубоких скважин:

- существенное улучшение информативности буровых работ;
- совершенствование технического и технологического обеспечения процесса бурения, сокращение затрат на борьбу с осложнениями, на вспомогательные и ремонтные работы;
- обеспечение проектируемого качества вскрытия и надёжного крепления скважин в сложных горно-геологических условиях.

2. Обеспечить внедрение технологии вскрытия продуктивных пластов и заканчивания скважин с применением азрированных и пенных систем в условиях пониженных пластовых давлений.

3. Совершенствовать технико-технологическое обеспечение процесса бурения на равновесии давлений в системе «скважина – пласт».

Решение перечисленных выше проблем, являющееся дальнейшим развитием разработанных ранее методов вскрытия и воздействия на продуктивный пласт, имеет большое научное и практическое значение и будет способствовать повышению эффективности строительства нефтяных и газовых скважин в осложнённых горно-геологических условиях.

Основные факторы, влияющие на повышение продуктивности скважин

Согласно классификации по степени сложности горно-геологических условий бурения выделяются 8 групп скважин:

- 1) вертикальные эксплуатационные скважины, проводимые в неосложнённых (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 приведённой классификации следует, что строительство скважин, отнесённых к группам 3–8, ведётся в осложнённых 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 устойчивость горных пород на стенке скважины;
- содержание в пластовых флюидах агрессивных компонентов и др.

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

Ещё 50 лет назад российские учёные-нефтяники писали: «Особенно трудно вскрывать продуктивные пласты в геологически осложнённых 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 фильтра

и утяжелителя, что значительно ухудшает фильтрационную характеристику пористой среды. Во втором случае, из-за отсутствия облегчённых растворов применяют обычную промывочную жидкость, которая также в большом количестве проникает в пласт и резко снижает естественную проницаемость коллектора».

За прошедшее время активно разрабатывались и внедрялись на предприятиях нефтяной и газовой промышленности пенные и азрированные системы, облегчённые эмульсионные растворы на углеводородной основе и с добавкой микросфер для вскрытия поглощающих интервалов с АНПД, утяжёлённые полимерсолевые буровые растворы с малым содержанием твёрдой фазы или без неё 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, вскрытие продуктивных пластов почти повсеместно проводят с применением промывочной жидкости, рецептура которой подбирается с целью предупреждения осложнений при проводке открытого ствола скважины без учёта 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 её проведения.

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 призабойной зоны пласта 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 объём бурения и ремонта скважин ведётся в условиях превышения забойного давления над пластовым (наличие репрессии на пласт).

В высокопроницаемых пластах даже сравнительно небольшая репрессия (0,5–1,5 МПа) может вызывать интенсивные поглощения, ликвидировать которые не всегда удаётся. Поэтому проблема разработки новых и совершенствования существующих

методов предупреждения интенсивных поглощений при бурении скважин является актуальной и требует скорейшего решения. В работах 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.

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 удаётся. 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 истощённых месторождениях, а также увеличением объёмов разведочного бурения и повышением эффективности геологоразведочных работ с целью прироста запасов нефти и газа.

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:

- 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. Результаты расчёта градиентов (горного, гидростатического и дифференциального) давлений приведены в таблице 1.

На рисунке 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/м³, 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.

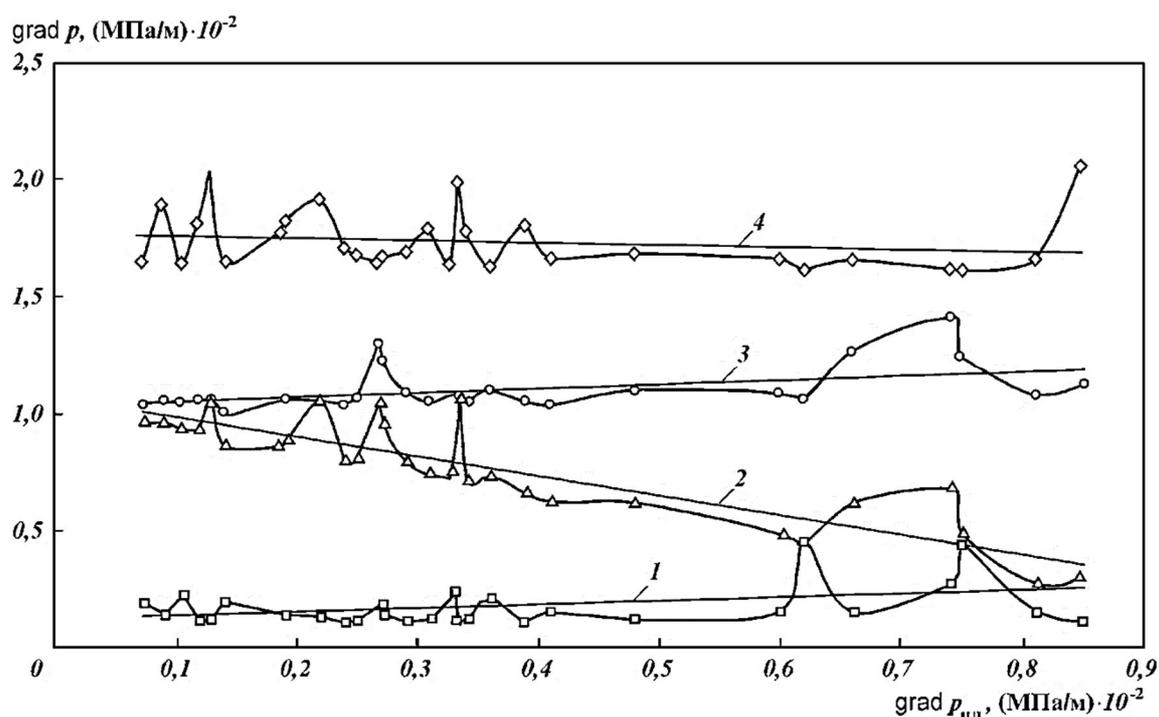


Рисунок 1 – График изменения градиентов горного, забойного и дифференциального давлений $\text{grad } p$ при различных градиентах пластового давления $\text{grad } p_{\text{пл}}$ на истощённых газовых, газоконденсатных месторождениях и ПХГ России:
 1 – градиенты нормативного дифференциального давления (репрессии);
 2 – фактическое значение градиентов репрессии на кровлю пласта;
 3 – градиенты забойного статического давления промывочной жидкости;
 4 – градиенты горного давления

Таблица 1 – Условия вскрытия продуктивных пластов с АНПД на истощённых газовых месторождениях и ПХГ

№ n/n	Месторождение, ПХГ (обозначено*)	Глубина кровли пласта, м	Плотность промывоч- ной жидкости, кг/м ³	Градиенты давления на кровле продуктивного пласта, МПа/м				Отноше- ние $\frac{\text{grad } p_{\text{реп}}}{\text{grad } p_{\text{пл}}}$
				горного $\text{grad } p_{\text{гор}}$	пласто- вого $\text{grad } p_{\text{пл}}$	гидро- статиче- ского $\text{grad } p_{\text{гст}}$	репрес- сии $\text{grad } p_{\text{реп}}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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- Ставропольское* (хадум)	680	1050	0,0164	0,0010	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	0,0101	0,0086	6,17
8	Солоховское*	820	1050	0,0165	0,0007	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- Ставропольское* (зелёная 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

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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	0,0201	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

Из приведённых данных (табл. 1, рис. 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 МПа/м, что соответствует значениям дифференциального давления (репрессии $\Delta p_{\text{реп}} = p_{\text{заб}} - p_{\text{пл}}$) 1,68–29,5 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 МПа/м линейно уменьшаются градиенты фактической репрессии на пласт от 0,0027 до 0,0105 МПа/м при сравнительно постоянных значениях градиентов нормативной репрессии (рис. 1, прямая 1). Причём при $\text{grad } p_{\text{пл}} > 0,0060$ МПа/м значения фактических градиентов репрессий приближаются к нормативным.

Существенное отклонение градиентов фактических репрессий и забойных давлений в четырёх из 30 случаев (Олишевская, Вергунская, Елшано-Курдюмская и Песчано-Уметская площади бурения) от линейных зависимостей 2 и 3 (рис. 1) объясняется использованием промывочных жидкостей с повышенными плотностями (1240–1450 кг/м³), что 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 таблице 2, составленной по результатам промысловых исследований.

Как следует из результатов (табл. 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, приведённый к одному метру вскрытой эффективной мощности (толщины, длины) продуктивного пласта. Так, при вскрытии продуктивного пласта в скважине № 40783 Самотлорского месторождения абсолютное значение дебита нефти в 2 раза выше, чем в скважине № 40848, где пласт вскрывался с промывкой глинистым раствором, но удельный дебит оказался несколько ниже. В другом примере до ремонта газовая скважина № 1 Каневского месторождения 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 получен такой же дебит, но при большей депрессии, равной 3,9 МПа. Таким образом, удельный дебит 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; туман (двухкомпонентная система, которая состоит из газа и капельной жидкости, содержащей, как правило, поверхностно-активные вещества 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 всё 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 $(0,7-0,1) \cdot \rho_{гст}$;
- при вскрытии продуктивного пласта с использованием пены в качестве промывочного агента значительно уменьшаются или полностью отсутствуют зоны проникновения твёрдой 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 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 институтом «ВНИИнефть» ещё в 1961 году и впервые внедрённой на скважине № 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 подъёма инструмента в скважине поддерживался уровень жидкости на высоте 350–400 м от забоя. После освоения получен дебит нефти, в 2,2 раза превышающий дебит соседних скважин, где продуктивный пласт вскрывался с промывкой глинистым раствором.

В последующие годы по данной технологии с применением двух- и трёхфазных пен проводились вскрытие продуктивного пласта, забуривание вторых стволов и промывка песчаных пробок в скважинах на месторождениях Краснодарского края (Убеженское, Соколова Гора и Хадыженское), Азербайджана (на площадях Заглы-Зейва, Бузовны, Сураханы – Карачукур), Башкирии (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 3,6–5,0 раз, проходку на долото в 2,7–4,3 раза, сократить сроки освоения скважин, а также повысить производительность скважин в 3,0–3,5 раза. О высокой эффективности технологии промывки скважины пеной свидетельствуют также результаты бурения скважин в зонах распространения многолетней мерзлоты.

Таблица 2 – Результаты влияния различных типов буровых растворов на дебиты нефти и газа

№ п/п	Площадь бурения, номер скважины, глубина вскрытия	Тип бурового раствора	Дебит		Примечание
			нефти, тонн/сут.	газа, тыс. м ³ /сут.	
1	2	3	4	5	6
1	Абдрахмановская скважина № 9077	инвертно-эмульсионный раствор	–	–	средняя проницаемость ПЗС $k_{ср1} = 0,582 \text{ мкм}^2$
		пластовая вода	–	–	$k_{ср2} = 0,252 \text{ мкм}^2$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	Култак скважина № 8 2958 м	глинистый раствор	–	783	после первичного вскрытия
		глинистый раствор		20	после глушения скважины для ремонта фонтанной арматуры
3	Восточно-Сулеевская скважина № 7335	гидрофобно-эмульсионный раствор	35	–	
		глинистый раствор	17	–	повторное глушение скважины
4	Каневская скважина № 1 1630–1700 м	–	–	260	депрессия до глушения $\Delta p_{\text{деп1}} = 2,6$ МПа
		глинистый раствор	–	260	после глушения $\Delta p_{\text{деп2}} = 3,9$ МПа
	скважина № 2	–	–	145	$\Delta p_{\text{деп1}} = 0,6$ МПа
		глинистый раствор	–	80	$\Delta p_{\text{деп2}} = 3,3$ МПа
	скважина № 42	–	–	320	$\Delta p_{\text{деп1}} = 1,2$ МПа
глинистый раствор		–	270	$\Delta p_{\text{деп2}} = 4,0$ МПа	
5	Березанская скважина № 21 2550–2630 м	–	–	328	$\Delta p_{\text{деп1}} = 0,5$ МПа
		глинистый раствор	–	260	$\Delta p_{\text{деп2}} = 1,3$ МПа
	скважина № 53	–	–	416	$\Delta p_{\text{деп1}} = 0,2$ МПа
		глинистый раствор	–	330	$\Delta p_{\text{деп2}} = 1,4$ МПа
6	Майкопская скважина № 15 2630–2670 м	–	–	620	$\Delta p_{\text{деп1}} = 0,6$ МПа
		глинистый раствор	–	560	$\Delta p_{\text{деп2}} = 1,7$ МПа
7	Славнухинская скважина № 27 3247–3271 м	гудронобитумная эмульсия плотностью 1160 кг/м ³	66,4	–	$k_{\text{ср}} = 0,033$ мкм ² , пористость $m = 12,5$ %, время освоения $T_{\text{осв}} = 1$ сут. пласт – песчаник мелкозернистый репрессия 10,0 МПа
	скважина № 20 3230–3240 м	глинистый раствор плотностью 1160 кг/м ³	42,5	–	$k_{\text{ср}} = 0,0594 - 0,134$ мкм ² , $m = 15,9$ %, $T_{\text{осв}} = 3$ сут.
	скважина № 58 3199–3224 м	глинистый раствор плотностью 1160 кг/м ³	20,0	–	$k_{\text{ср}} = 0,217$ мкм ² , $m = 13,1$ %, $T_{\text{осв}} = 7$ сут.
	скважина № 54 3234–3250 м	глинистый раствор плотностью 1160 кг/м ³	12,0	–	$k_{\text{ср}} = 0,210$ мкм ² , $m = 17,1$ %, $T_{\text{осв}} = 8$ сут.
	скважина № 24 3243–3262 м	глинистый раствор плотностью 1160 кг/м ³	4,5	–	$k_{\text{ср}} = 0,009$ мкм ² , $m = 12,5$ %, $T_{\text{осв}} = 7$ сут.
8	Краснокутская скважина № 14 4508–4530 м	обращённая эмульсия на основе ИБР плотностью 1200 кг/м ³	–	43,0	$k_{\text{ср}} = 0,01 - 0,02$ мкм ² , $m = 4 - 6$ %, $T_{\text{осв}} = 1,5$ сут. песчаник мелкозернистый
	скважина № 5 4305–4364 м	глинистый раствор плотностью 1200 кг/м ³	–	2,45	$k_{\text{ср}} = 0,01 - 0,02$ мкм ² , $m = 4 - 6$ %, $T_{\text{осв}} = 7$ сут.
	скважина № 11 4104–4198 м	глинистый раствор плотностью 1200 кг/м ³	–	незначительный приток газа с конденсатом	$k_{\text{ср}} = 0,01 - 0,02$ мкм ² , $m = 4 - 6$ %, $T_{\text{осв}} = 7$ сут.
9	Югомаш-Максимовская скважина № 4846 1123–1382 м (горизонтальный ствол)	глинистый раствор	21,6	–	удельный дебит нефти при освоении $Q = 3,6$ тонн/ (сут. · м)

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
	скважина № 4847 1220–1426 м (горизонтальный ствол)	глинистый раствор	5,4	–	$Q = 1,54$ тонн/(сут. · м)
	скважина № 4854 1138–1432 м (горизонтальный ствол)	глинистый раствор	5,1	–	$Q = 1,88$ тонн/(сут. · м)
	скважина № 4856 1122–1383 м (горизонтальный ствол)	полигликолевый буровой раствор	20,0	–	$Q = 8,0$ тонн/(сут. · м)
	скважина № 4855 1129–1382 м (горизонтальный ствол)	полигликолевый буровой раствор	16,2	–	$Q = 5,4$ тонн/(сут. · м)
10	Ловинская скважины № 8078, 8092, 8091 и 8164	глинистый раствор	5,5–8,5	–	–
	скважина № 8162 2350–2415 м	малоглинистый хлоркалий полимер- ный буровой раствор плотностью 1040 кг/м^3	11,6	–	пластовое давление $p_{пл} = 21$ МПа, депрессия при освоении $\Delta p_{деп} = 7\text{--}12$ МПа, время контакта раствора $T = 5$ сут., коэффициент восстановления проницаемости $\beta = 0,90\text{--}0,94$
	скважина № 8163	малоглинистый хлоркалий полимерный буровой раствор	15,3	–	–
11	Самотлорская пласт БВ скважина № 40848	глинистый раствор	55	–	$p_{пл} = 21,6$ МПа, нефтенасыщенная мощность $\Delta H_n = 35$ м, $k_{ср} = 0,035 \text{ мкм}^2$, $Q = 1,57$ тонн/(сут. · м)
	скважина № 40849	полиалкиленглико- левый раствор + биополимерный Flo- Pro	98	–	нефтенасыщенная мощность $\Delta H_n = 40$ м, $k_{ср} = 0,022 \text{ мкм}^2$, $Q = 2,45$ тонн/(сут. · м)
	скважина № 40783	биополимерный Flo-Pro	110	–	нефтенасыщенная мощность $\Delta H_n = 75$ м, $k_{ср} = 0,027 \text{ мкм}^2$, $Q = 1,46$ тонн/(сут. · м)
	скважина № 40847	биополимерный Flo-Pro	120	–	нефтенасыщенная мощность $\Delta H_n = 56$ м, $k_{ср} = 0,078 \text{ мкм}^2$, $Q = 2,14$ тонн/(сут. · м)

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.

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 двухфазная пена разрушается в стволе скважины, и в призабойной зоне, по существу, накапливается вода, обработанная ПАВ.

2. Ввиду отсутствия глинистой корки на стенках скважины пенообразующая жидкость взаимодействует с породами открытого ствола, что вызывает их разуплотнение и последующее обрушение стенок скважины.

3. При восстановлении циркуляции после проведения спускоподъёмных операций в ПЗС проникает пенообразующая жидкость, вызывая набухание глинистого цемента породы-коллектора.

С целью предупреждения разуплотнения пород стенок скважины используется более устойчивая трёхфазная 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 пенообразующей жидкости, чем объясняется ограниченное применение высокоустойчивой трёхфазной пены, несмотря на её бесспорные преимущества перед двухфазной пеной или азрированной жидкостью. В отдельных случаях делаются попытки разрушить пены с помощью специальных установок с целью повторного использования пенообразующей жидкости. Учёными была разработана установка для разрушения устойчивых трёхфазных пен, однако однозначных данных о её работоспособности и эффективности нет. Многократное использование одного и того же объёма пены без деления её на составляющие фазы снижает расход материалов на её приготовление, но требует разработки новой технологии промывки скважины с использованием герметизированной системы циркуляции пены, обладающей высокой устойчивостью.

Бурение с продувкой газами

Опыт бурения скважин на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, показывает, что использование пен при $p_{пл} < 0,2 p_{гст}$ 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 посвящено большое количество публикаций. Результаты научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ по применению газа в качестве продувочного агента свидетельствуют о повышении технико-экономических показателей строительства скважин.

Так, при бурении интервалов ряда скважин с продувкой воздухом и промывкой глинистым раствором на некоторых месторождениях РФ проходка на долото возросла в 8,14 раза, а механическая скорость – в 2–5 раз (табл. 3).

Таблица 3 – Данные о бурении скважин с продувкой воздухом и промывкой глинистым раствором

Показатель	Скважина							
	4Б	6Б	630Д	640Д	652	624	324	314
Способ бурения	турбинный	роторный	турбинный	роторный	электробурение	электробурение	турбинный	роторный
Тип промывочного агента	ГР	воздух	ГР	воздух	ГР	воздух	ГР	воздух
Интервал бурения, м	382–1070	350–1065	1252–1468	1254–1469	180–1328	165–1320	280–1509	283–1507
Число израсходованных 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 бурения, м/ч	6,6	19,2	3,5	17,2	7,3	28,8	5,3	10,3

Широкие промышленные эксперименты по вскрытию нефтяного пласта с продувкой воздухом в условиях АНПД проведены на Михайловской площади (Башкирия). 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.

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, исключая появление взрывов при проведении технологических процессов на газовых месторождениях, следует считать актуальной. Решение данной проблемы имеет важное значение для нефтяной и газовой промышленности.

Проблема замены воздуха инертными газами в нефтегазодобыче до последнего времени решалась путём 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 «Stewart & Stevenson» серийно выпускает азотоперекачивающие агрегаты.

В институте «СевКавНИПИГаз» проведены исследования выхлопных газов на предмет создания принципиально новой установки для освоения скважин выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания после их охлаждения и очистки. Разработанная, прошедшая полномасштабные испытания на скважинах Северо-Ставропольского ПХГ и внедренная в филиале «Тюменбургас» установка также может быть использована в тех случаях, когда не исключена возможность образования взрывчатых смесей, например, при опрессовке газопроводов. Это полностью удовлетворяет требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Результатом разработки явились три модификации установки для освоения скважин выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания:

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

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

3) мобильная установка на автомобильном прицепе для использования выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания 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 термозэкранных алюминиевых труб (при наружной температуре выше + 35 °С). В остальное время орошение 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 термозэкранных труб и проще по конструкции. Указанные установки прошли широкомасштабные промысловые 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). Для сравнения, компрессорно-мембранная установка УКМ-9/15

компания РАНКО даёт концентрацию кислорода в азотно-кислородной смеси до 12 %, а установка Краснодарского компрессорного завода СДА-5/101 – 10 %.

Простота конструкции навесного оборудования установок, разработанных институтом «СевКавНИПИгаз», позволяет серийно изготавливать их в условиях баз производственного обслуживания управления буровых работ. 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 двигателей внутреннего сгорания.

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 $(\rho_{ж})_{АВПД} > (\rho_{ж})_{АНПД}$ и градиентов пластовых давлений $(grad\ p_{пл})_{АВПД} > (grad\ p_{пл})_{АНПД}$;
- снижение отношений пластовых давлений к давлениям поглощения:

$$\left(\frac{p_{пл}}{p_{погл}} \right)_{АВПД} < \left(\frac{p_{пл}}{p_{погл}} \right)_{АНПД},$$

а также давлений поглощения к горному давлению:

$$\left(\frac{p_{погл}}{p_{гор}} \right)_{АВПД} < \left(\frac{p_{погл}}{p_{гор}} \right)_{АНПД}$$

и дифференциальных давлений (репрессии – депрессии) к пластовым давлениям:

$$\left(\frac{p_{диф}}{p_{пл}} \right)_{АВПД} < \left(\frac{p_{диф}}{p_{пл}} \right)_{АНПД}.$$

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 $K_{вс}$ (табл. 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, проведён по 50 площадям семи нефтегазовых провинций России и ближнего зарубежья. В опубликованной литературе по вопросам технологии бурения 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.

Обобщённая информация представлена в таблице 4 и на рисунке 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.

Таблица 4 – Поинтервальное изменение давления при бурении нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин по регионам

Регион, площадь бурения	Интервал (глубина) поглощения, м	Пластовое давление, МПа	Градиент пластового давления, МПа/м	Градиент давления поглощения, МПа/ м	
				в трещиноватых породах	в поровых горных породах
1	2	3	4	5	6
Днепровско-Донецкая впадина:					
Мелиховская	350	3,2	0,0091	0,0120	–
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:					
Ахтырско-Бугундырская	380–600	2,7–4,8	0,0073–0,0099	0,0138–0,0123	0,0160
Грачёвская	604–689	6,6	0,0109	–	0,0170–0,0171
Северо-Ставропольская	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	–
Кашехабльская	4546	89,2	0,0196	–	0,0210
Нижнее Поволжье:					
Жирновско-Бахметьевская	700	7,0	0,0101	0,0121	0,0152
Новокоробковская	1350	12,3	0,0093	0,0139	0,0158
Октябрьская	2450	25,2	0,0105	0,0145	0,0178
Антиповско-Балыклейская	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	–
	780–950	3,0–3,5	0,0038–0,0039	–	0,0120
Канчуринская	1200–1252	10,2–0,8	0,0098–0,0088	0,010	–
Крещено-Булякская	857–1041	7,7–9,6	0,0093–0,0099	0,0110–0,010	–

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Зеленогорская	1404–1482,5	15,5–15,0	0,0110–0,0101	0,0114	0,0121
Пономаревская	1518,5–1531	17,6	0,0116	–	0,0126
Южно-Измайловская и др.	2115–2468	22,1–7,73	0,0105–0,0112	0,0114–0,0118	
Средняя Азия:					
Зеварды, Памук	2693–2950	49,0–57,5	0,0180–0,0206	–	0,020–0,0216
Алан, Кокдумалак,	4042–4206	54,3–55,3	0,0134–0,0131	0,0155–0,0167	
Култак, Карачаганак	4608–4860	57,0–58,4	0,0124–0,0126	0,0150–0,0151	
Западная Сибирь:					
Бованенковская	532–700	6,7	0,0126	0,0132	–
Уренгойская	1110–1200	7,2	0,0065	–	0,0110
Харасовейская	1080–1480	14,79	0,0137	–	0,0147
	1766	17,6	0,010	0,0110	–
Заполярная	2082–2323	36,0–4,9	0,0169–0,0188	–	0,0173–0,0194
Восточная Сибирь, Камчатка:					
Ботуобинская	300–490	1,5–4,41	0,005–0,0090	–	0,0136–0,0160
Аякская, Даниловская	838–90	7,96	0,0095	0,0112–0,0117	0,0159–0,0176
Ванаварская	1500–1700	15,3–17,85	0,0102–0,0105	0,0114–0,0116	0,0158–0,0170
Собинская	1900	20,3	0,0107	–	0,0159–0,0185
Мутновская и др.	2500–2600	23,75–26,0	0,0095–0,010	0,0102–0,0105	0,0159–0,0185
	3000	28,5–30,0	0,0095–0,010	0,0099–0,0101	0,0168–0,0185

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 (рис. 2).

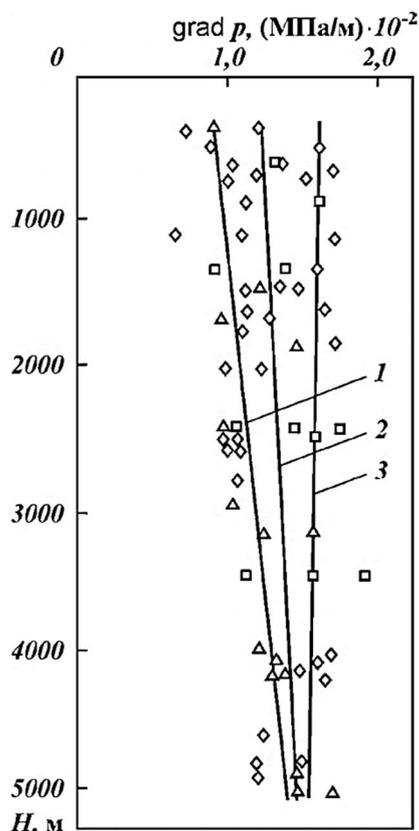


Рисунок 2 – График изменения градиентов давления поглощения в трещиноватых и пористых горных породах на различной глубине H их залегания: 1 – изменение градиента пластового давления; 2 и 3 – изменение градиента давления поглощения соответственно для трещиноватых и пористых горных пород

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

Литература

1. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы : учеб. пособие / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Просёлков. – М. : Недра, 1999. – 424 с.
2. Bulatov A.I. Drilling fluids engineering manual : in 4 vol. / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, D.V. Rakhmatullin. – Ufa : LLC «First Printing House», 2019. – Vol. 1–4.
3. Савенок О.В. Разработка и совершенствование специальных тампонажных составов для предупреждения и ликвидации осложнений при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин : автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Краснодар : ОАО «НПО «Бурение», 2002. – 18 с.
4. Тагиров К.М. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии / К.М. Тагиров, В.И. Нифантов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 160 с.
5. Батыров М.И. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора / М.И. Батыров, С.И. Руденко, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.
6. Диоманде Б.Х. Анализ применения гель-раствора для бурения неустойчивых горных пород при строительстве эксплуатационной скважины на Приобском месторождении / Б.Х. Диоманде, О.В. Савенок // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 71–76.
7. Жарикова Н.Х. Анализ природы и механизма возникновения аномально высоких пластовых давлений и закономерности распространения толщ с АВПД на примере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Н.Х. Жарикова, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 87–103.
8. Комилов Т.О., Рахимов А.А. Способ изоляции зон поглощения промывочной жидкости в скважине // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 69.
9. Мамедов А.С.О. Повышение качества бурения скважин в истощённых, поглощающих зонах // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 184–185.
10. Мариампольский Н.А. Результаты использования электрообработанных буровых растворов / Н.А. Мариампольский, Н.Б. Савенок, О.В. Савенок // Гипотезы, поиск, прогнозы: сборник научных трудов. – Краснодар: ООО «Просвещение – Юг», 1997. – Вып. 4. – С. 213–221.
11. Мариампольский Н.А. Механизм пластификации тампонажных растворов / Н.А. Мариампольский, Н.Б. Савенок, О.В. Савенок, Н.Ю. Мойса // Гипотезы, поиск, прогнозы: Сборник научных трудов. – Краснодар : ООО «Просвещение – Юг», 1999. – Вып. 6. – С. 269–279.
12. Мариампольский Н.А. Механизм действия электроактивации на реологические и фильтрационные свойства буровых, промывочных и тампонажных растворов / Н.А. Мариампольский, А.Г. Прокошин, О.В. Савенок // Гипотезы. Поиск. Прогнозы: Сборник научных трудов. – Краснодар : ООО «Просвещение – Юг», 2000. – Вып. 9. – С. 288–292.
13. Мойса Н.Ю. Некоторые рецептуры и технология приготовления буровых растворов, применяемых при бурении вторых стволов на Самотлорском месторождении / Н.Ю. Мойса, Н.А. Коновалова, Н.Б. Савенок, О.В. Савенок // Гипотезы. Поиск. Прогнозы: Сборник научных трудов. – Краснодар : ООО «Просвещение – Юг», 2000. – Вып. 9. – С. 299–301.
14. Поварова Л.В. Обоснование выбора бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов / Л.В. Поварова, М.И. Батыров // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 215–236.
15. Поварова Л.В. Перспективы использования буровых растворов на основе биополимерных систем / Л.В. Поварова, В.С. Мунтян, А.С. Скиба // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 289–292.

16. Поварова Л.В. Обоснование выбора бурового раствора при строительстве нефтяной эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Восточно-Таркосалинском месторождении / Л.В. Поварова [и др.] // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 367–375.
17. Поварова Л.В. Обеспечение свойств бурового раствора и расчёт его параметров в процессе строительства скважины на Северо-Лабатьюганском нефтяном месторождении / Л.В. Поварова [и др.] // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 2. – С. 112–116.
18. Савенок О.В. Разработка облегчённых цементов для борьбы с поглощениями тампонажного раствора / О.В. Савенок, Н.А. Мариампольский, Н.Б. Савенок // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1997. – № 10–11. – С. 26–28.
19. Савенок О.В. Электроактивация технической воды, используемой для приготовления буровых растворов / О.В. Савенок [и др.] // Труды Кубанского государственного технологического университета. – 1999. – Т. 3. – № 1. – С. 287–291.
20. Савенок О.В. Принципы выбора оптимальных составов облегчённых тампонажных растворов / О.В. Савенок // Гипотезы. Поиск. Прогнозы: Сборник научных трудов. – Краснодар : ООО «Просвещение – Юг», 2000. – Вып. 9. – С. 293–298.
21. Савенок О.В. Классификация тампонирующих составов для ликвидации поглощений бурового раствора / О.В. Савенок // Освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: сборник докладов 3-ей международной научно конференции (24–28 сентября 2001 года, г. Анапа). – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2002. – С. 372–378.
22. Савенок О.В. Проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для Приобского месторождения / О.В. Савенок, Д.Б. Тепе // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 258–265.
23. Савенок О.В. Выбор типа бурового раствора и расчёт параметров промывочной жидкости при строительстве наклонно-направленной добывающей скважины глубиной 2560 м на Тагринском месторождении / О.В. Савенок, Б.Х. Диоманде // Инновационные решения актуальных проблем в области высокомолекулярных металлоорганических соединений: сборник научных работ международной научно-практической онлайн-конференции (28 мая 2021 года, г. Ташкент). – Ташкент : Ташкентский научно-исследовательский институт химической технологии, 2021. – С. 88–92.
24. Савенок О.В. Анализ влияния коэффициента аномально высокого пластового давления на разработку нефтегазовых месторождений / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 141–154.
25. Savenok O.V. New technology of liquidation mud lost circulation / O.V. Savenok, P.P. Petrusenko // Hypotheses, search, forecasts: Collection of scientific papers. – Krasnodar : LLC «Prosveshchenie – Yug», 2004. – Iss. 20. – P. 333–336.
26. Savenok O.V. Principles of choice of the lightly oil-well cement optimum structures / O.V. Savenok, P.P. Petrusenko // Hypotheses, search, forecasts: Collection of scientific papers. – Krasnodar : LLC «Prosveshchenie – Yug», 2004. – Iss. 20. – P. 337–340.

References

1. Bulatov A.I. Drilling flushing and grouting solutions: textbook / A.I. Bulatov, P.P. Makarenko, Yu.M. Proselkov. – M. : Nedra, 1999. – 424 p.
2. Bulatov A.I. Drilling fluids engineering manual: in 4 vol. / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, D.V. Rakhmatullin. – Ufa : LLC «Prosveshchenie – Yug», 2019. – Vol. 1–4.
3. Savenok O.V. Development and improvement of special cement compositions for the prevention and elimination of complications during drilling and operation of oil and gas wells : abstract of a dis. ... for the degree of candidate of technical sciences. – Krasnodar : JSC NPO Burenie, 2002. – 18 p.
4. Tagirov K.M. Drilling wells and opening oil and gas formations in depressions / K.M. Tagirov, V.I. Nifantov. – M. : Nedra-Business Center LLC, 2003. – 160 p.
5. Batyrov M.I. Construction of a regression model to determine factors influencing the properties and technological parameters of drilling fluid / M.I. Batyrov, S.I. Rudenko, O.V. Savenok // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 1. – P. 297–315.
6. Diomande B.H. Analysis of the use of gel solution for drilling unstable rocks during the construction of a production well at the Priobskoye field / B.Kh. Diomande, O.V. Savenok // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 71–76.
7. Zharikova N.Kh. Analysis of the nature and mechanism of occurrence of abnormally high reservoir pressures and the pattern of propagation of strata with high-pressure pressure on the example of the West Siberian oil and gas province / N.Kh. Zharikova, A.N. Gorpinchenko // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 2. – P. 87–103.
8. Komilov T.O., Rakhimov A.A. Method for isolating absorption zones of flushing fluid in a well // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 69.

9. Mamedov A.S.O. Improving the quality of drilling wells in depleted, loss zones // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 184–185.
10. Mariampolsky N.A., Savenok N.B., Savenok O.V. Results of using electrically treated drilling fluids // Hypotheses, search, forecasts: Collection of scientific papers. – Krasnodar : LLC «Prosveshchenie – Yug», 1997. – Iss. 4. – P. 213–221.
11. Mariampolsky N.A. Mechanism of plasticization of cement slurries / N.A. Mariampolsky, N.B. Savenok, O.V. Savenok, N.Yu. Moisa // Hypotheses, search, forecasts: Collection of scientific papers. – Krasnodar : LLC «Prosveshchenie – Yug», 1999. – Iss. 6. – P. 269–279.
12. Mariampolsky N.A. The mechanism of action of electrical activation on the rheological and filtration properties of drilling, flushing and grouting solutions / N.A. Mariampolsky, A.G. Prokoshin, O.V. Savenok // Hypotheses. Search. Forecasts: Collection of scientific papers. – Krasnodar : LLC «Prosveshchenie – Yug», 2000. – Iss. 9. – P. 288–292.
13. Moisa N.Yu. Some formulations and technology for preparing drilling fluids used in drilling second holes at the Samotlor field / N.Yu. Moisa, N.A. Konovalova, N.B. Savenok, O.V. Savenok // Hypotheses. Search. Forecasts: Collection of scientific papers. – Krasnodar : LLC «Prosveshchenie – Yug», 2000. – Iss. 9. – P. 299–301.
14. Povarova L.V. Justification for the choice of drilling fluid for opening productive formations / L.V. Povarova, M.I. Batyrov // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 215–236.
15. Povarova L.V. Prospects for the use of drilling fluids based on biopolymer systems / L.V. Povarova, V.S. Muntyan, A.S. Skiba // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 289–292.
16. Povarova L.V. Justification for the choice of drilling fluid during the construction of an oil production field directional well with a horizontal end at the East-Tarkosalinskoye field / L.V. Povarova, I.A. Merinov, M.A. Samarin, Ya.V. Savvon // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 367–375.
17. Povarova L.V. Ensuring the properties of drilling fluid and calculating its parameters during the construction of a well at the North Labatyugan oil field / L.V. Povarova, M.A. Samarin, Ya.V. Savvon, M.D. Solovyov // Bulatov readings. – 2022. – Vol. 2. – P. 112–116.
18. Savenok O.V. Development of lightweight cements to combat absorption of cement slurry / O.V. Savenok, N.A. Mariampolsky, N.B. Savenok // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 1997. – № 10–11. – P. 26–28.
19. Savenok O.V. Electroactivation of technical water used for preparing drilling fluids / O.V. Savenok, N.A. Mariampolsky, A.G. Prokoshin, G.A. Kornev, A.N. Vershkov // Proceedings of the Kuban State Technological University. – 1999. – Vol. 3. – № 1. – P. 287–291.
20. Savenok O.V. Principles for choosing optimal compositions of lightweight cement slurries / O.V. Savenok // Hypotheses. Search. Forecasts: Collection of scientific papers. – Krasnodar : LLC «Prosveshchenie – Yug», 2000. – Iss. 9. – P. 293–298.
21. Savenok O.V. Classification of plugging compositions for eliminating losses in drilling fluid / O.V. Savenok // Development and production of hard-to-recover and high-viscosity oils: Collection of reports of the 3rd international scientific conference (September 24–28, 2001, Anapa). – Krasnodar : Publishing House «Soviet Kuban», 2002. – P. 372–378.
22. Savenok O.V. Design of drilling fluid formulations based on drilling intervals for the Priobskoye field / O.V. Savenok, D.B. Tepe // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 258–265.
23. Savenok O.V. Selecting the type of drilling fluid and calculating the parameters of the drilling fluid during the construction of a directional production well with a depth of 2560 m at the Tagrinskoye field / O.V. Savenok, B.Kh. Diomande // Innovative solutions to current problems in the field of high-molecular organometallic compounds: Collection of scientific papers of the international scientific and practical online conference (May 28, 2021, Tashkent). – Tashkent : Tashkent Scientific Research Institute of Chemical Technology, 2021. – P. 88–92.
24. Савенок О.В. Анализ влияния коэффициента аномально высокого пластового давления на разработку нефтегазовых месторождений / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 141–154.
25. Savenok O.V. New technology of liquidation mud lost circulation / O.V. Savenok, P.P. Petrusenko // Hypotheses, search, forecasts: Collection of scientific papers. – Krasnodar : LLC «Prosveshchenie – Yug», 2004. – Iss. 20. – P. 333–336.
26. Savenok O.V. Principles of choice of the lightly oil-well cement optimum structures / O.V. Savenok, P.P. Petrusenko // Hypotheses, search, forecasts: Collection of scientific papers. – Krasnodar : LLC «Prosveshchenie – Yug», 2004. – Iss. 20. – P. 337–340.