

УДК 622.23.05

ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ГРАВИТАЦИОННОГО СПОСОБА ЛИКВИДАЦИИ МЕЖКОЛОННОГО ДАВЛЕНИЯ

К.Т. Ершиев, Д.А. Ахметов, Е.К. Айткулов, М. Колдей, А.Ж. Наукенов,
М.Ж. Таскинбаев, Р.Б. Кушербаев, И.А. Тюлегенов, А.Е. Бек,
Ж.А. Исламбердиев

В данной статье приведены анализ и обобщение опыта применения гравитационного способа ликвидации межколонного давления в скважинах месторождений ДЗО АО НК «КазМунайГаз».

Для анализа были использованы фактические данные, полученные непосредственно при проведении работ по ликвидации межколонного давления в скважинах с использованием утяжеленного состава на углеводородной основе гравитационным замещением межколонного флюида.

Ключевые слова: межколонное давление, межколонное пространство, утяжеленный состав, гравитационный способ.

Введение

Межколонное давление (далее – МКД) – избыточное давление, создаваемое межколонным флюидом внутри межколонного пространства (далее – МКП) на устье скважины. Возникновение межколонных давлений является одним из проблемных вопросов при эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Негерметичность крепи может быть вызвана следующими дефектами:

- негерметичность резьбовых соединений обсадных колонн;
- несовершенство цементного кольца в заколонном пространстве;
- недоподъем цемента до устья в межколонном пространстве при строительстве скважин;
- негерметичность уплотнительных элементов оборудования.

Компонентный состав межколонного флюида может быть представлен углеводородным или техногенным газом, углеводородной жидкостью или нефтью, пластовой или техногенной водой. Для газовых и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа в качестве межколонного флюида наиболее характерен углеводородный газ.

Устранить межколонные газопроявления по цементному камню полностью не

удается, эксплуатация скважин с МКД в рамках предельно допустимого межколонного давления (далее – ПДД) на устье рассматривается как временный фактор перед проведением комплексных работ по ликвидации МКД в соответствии с Руководящими документами.

В Правилах обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утвержденных приказом № 355 Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014 г. (далее – ПОПБ НГО), выделены требования к межколонному давлению и герметичности скважин:

- эксплуатация скважины при негерметичности, **наличии межколонного проявления (давления)** и неисправности наземного оборудования **не допускается**;
- при обнаружении давления в межколонном пространстве **проводятся исследования и принимаются оперативные меры по устранению причины перетока**.

После внесения изменений в ПОПБ НГО от 22.11.2019 г. вышеуказанные пункты были исключены с включением п. 469-1: «В процессе всего жизненного цикла скважины должен осуществляться контроль

межколонного давления. Решение об эксплуатации скважины с межколонным давлением принимается **руководителем организации на основании результатов исследований и оценки рисков, связанных с эксплуатацией скважины**».

В связи с этим в целях сохранения эксплуатационного фонда скважин актуальным является вопрос поиска и внедрения оптимальных способов управления и ликвидации МКД.

В настоящее время существует 2 основных способа ликвидации МКД:

1. Классический способ.

С помощью геофизических исследований скважин (далее – ГИС) определяется источник возникновения избыточного давления, после на этой глубине производится перфорация для создания специальных отверстий с целью закачки тампонирующего изоляционного состава (микроцементы, полимерные материалы, отверждающиеся составы, смолы и т.д). Рекомендуется использовать микроцемент или полимеры с наноразмером частиц. Если источник МКД в интервале двойной колонны, и имеется опасность повреждения внешней колонны, то используется механический перфоратор для создания специальных отверстий.

2. Гравитационный способ.

После определения источника возникновения МКД в межколонное пространство с устья скважины продавливается жидкость высокой плотности, без твердой фазы в целях создания достаточного гидростатического давления для сдерживания флюида, поступающего из пласта. При этом необходимо знать значения давления гидроразрыва (или открытия трещин) породы в целях предупреждения и предотвращения поглощений и максимальные допустимые давления обсадных колонн.

Основным условием является наличие приёмистости в интервале источника МКД, т.е. чем выше приёмистость, тем быстрее жидкость будет продавлена. В настоящее время для данной операции считается эффективным использование растворов солей с высокой плотностью – формиат ка-

лия и цезия. При этом в связи с дороговизной таких жидкостей многие недропользователи вынуждены искать альтернативные композиционные составы, которые работают гравитационным способом.

При этом главными требованиями к ним являются:

1. высокая проникающая способность при низких значениях приемистости скважин;
2. простота приготовления;
3. высокие газоизоляционные свойства (газонепроницаемость);
4. стойкость к различным переменным нагрузкам;
5. невысокая стоимость выполнения изоляционных работ.

Основная часть

Классический способ применения технологии закачки в межколонное пространство тампонажных составов и композиций с устья скважины приводит к ликвидации избыточного давления только на устье скважины, и, соответственно, не устраняет наличие МКД в скважине. Поэтому использование такой технологии считается «временным сокрытием» МКД и не дает долгосрочного эффекта ввиду возможного нарушения целостности цементного кольца со временем за счет динамического воздействия подземного оборудования о внутреннюю стенку эксплуатационной колонны при проведении ремонтных и других работ и воздействия агрессивных сред на цементный камень.

Утяжеленный раствор на углеводородной основе позволяет приготовить состав с низким реологическим профилем и повышенной седиментационной устойчивостью. Технология приготовления заключается в измельчении утяжелителя барита $BaSO_4$ до частиц коллоидного размера – от 0,1 до 10 мкм.

За счет предварительной обработки частиц утяжелителя коллоидного размера реология раствора не повышается.

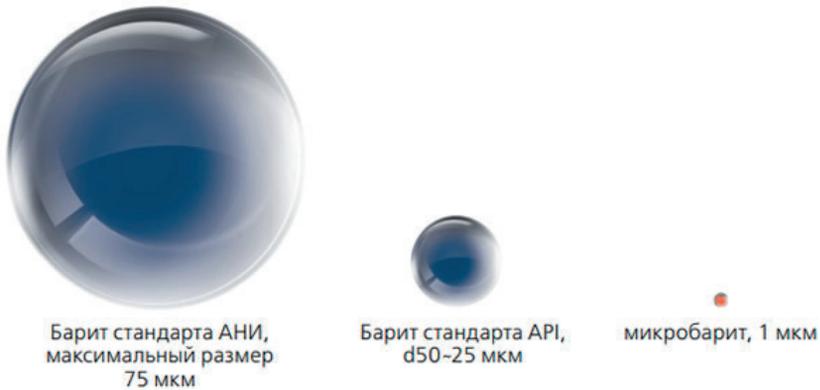


Рисунок 1. Сравнение размеров измельченного барита со стандартным баритом

Применение состава плотностью 2,1–2,3 г/см³ основано на замещении флюида в межколонном пространстве за счет высокой плотности (гравитационный метод замещения) и характеризуется следующими преимуществами:

- не смешивается с водой и за счет этого не уменьшается плотность при контакте со скважинной жидкостью, что обеспечивает большой срок эффекта;
- в процессе эксплуатации остается в жидком состоянии, за счет этого устойчив к внешним механическим воздействиям (отсутствие вторичных трещин). Заполняет

новообразующиеся трещины и каверны;

- не требует предварительной очистки межколонного пространства для увеличения адгезии с металлом и цементом;

- экологически безопасен.

Ликвидация МКД с использованием утяжеленного раствора на углеводородной основе были проведены в 10 скв. месторождения ТОО «СП «КазГерМунай». Перед проведением производились лабораторные испытания: замерены плотность и реологические свойства.

Таблица 1. Протокол испытания компонентного бурового тяжелого раствора на углеводородной основе

№	Определяемый показатель	Нормативный документ на метод испытания	Ед. изм.	Результат
1	Плотность	СТ РК ИСО 10414-1-2012 п. 4	г/см ³	2,20
2	Пластическая вязкость	СТ РК ИСО 10414-1-2012 п. 6	сП	90
3	Динамическое напряжение сдвига	СТ РК ИСО 10414-1-2012 п. 4	фунт/100 фут ²	39

Примечание:

1) анализы на определение пластической вязкости и динамического напряжения сдвига проводились при $t^{\circ} = 50^{\circ}\text{C}$;

2) проведен Центром научных лабораторных исследований Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» в лаборатории исследований технологий бурения скважин.

Условия окружающей среды: $t^{\circ} = 21,5^{\circ}\text{C}$;
влажность 53,4%; давление 101,2 кПа.

Успешность продавки растворов в МКП при устранении МКД в целом зависит от высокой плотности, отсутствия взвешенной твердой фазы, низкой вязкости, низких адгезионных свойств, отсутствия кольматации и сохранения плотности.

Категории опасности скважин с МКД

По итогам определены категории опасности 10 скв. с МКД согласно мировой практике, на 4 категории, в т.ч.:

- категория 1 – скважины с МКД от 100% или больше ПДД;
- категория 2 – скважины с МКД от 50% до <100% ПДД;
- категория 3 – скважины с МКД от 25% до <50% ПДД;
- категория 4 – все другие скважины с МКД менее 25% ПДД.

Процент величины МКД от ПДД рассчитывается по формуле:

$$x = (P_{\text{МК}} * 100) / P_{\text{пр.доп.}} \quad (1)$$

где

x – процент величины МКД от величины ПДД;

$P_{\text{МК}}$ – величина межколонного давления;

$P_{\text{пр.доп.}}$ – ПДД.

Одной из технологий ликвидации МКД является метод закачки в МКП специальных составов на углеводородной основе гравитационным замещением межколонного флюида, а также возможность закачки через специальные отверстия гелеобразующего состава до источника межколонного давления.

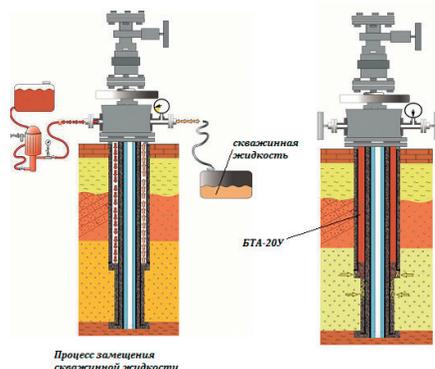


Рисунок 2. Схема распределения жидкостей до и после обработки скважины в МКП при способе закачки без подхода подъемного агрегата

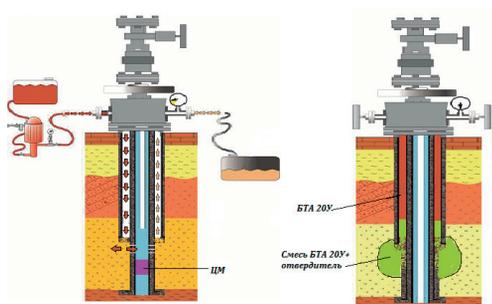


Рисунок 3. Схема распределения жидкостей до и после обработки скважины в МКП с применением специальных отверстий под технической колонной для увеличения площади заполнения кольцевого пространства (с привлечением подъемного агрегата)

Применение утяжеленного состава на углеводородной основе плотностью от 2,1–2,3 г/см³ основано на замещении жидкости в межколонном пространстве за счет высокой плотности, в процессе эксплуатации состав сохраняет жидкое состояние, поэтому он устойчив к внешним механическим воздействиям (отсутствие вторичных трещин). Также имеет свойство не смешиваться с водой, и за счет этого не уменьшается его плотность при контакте со скважинной жидкостью, что обеспечивает большой срок эффекта.

Расчетная часть

Значение предельно допустимого межколонного давления определялось с учетом горно-геологических условий конкретных месторождений и конструкций скважин с учетом сохранения целостности колонн, цементного камня за колоннами и продуктивного пласта (2)–(4):

$$[P_{mk}]h < P_{op} h \quad (2)$$

$$[P_{mk}]h < P_{op} \text{ цк } h \quad (3)$$

$$[P_{mk}]h < P_{grp} h \quad (4)$$

где

$[P_{mk}]h$ – предельно допустимое межколонное давление на глубине башмака колонны, МПа;

$P_{op} h$ – давление опрессовки колонны на глубине ее башмака, МПа;

$P_{op} \text{ цк } h$ – давление опрессовки цементного камня за башмаком соответствующей колонны, МПа;

$P_{grp} h$ – давление гидроразрыва пласта на глубине башмака соответствующей колонны, МПа.

Давление опрессовки колонны $P_{op} h$, цементного камня $P_{op} \text{ цк } h$, гидравлического разрыва пласта $P_{grp} h$ на глубине ее башмака определялось по следующим формулам (5)–(7):

$$P_{op} h = P_{op} + 0,1 * g * \rho_{ж} * h \quad (5)$$

$$P_{op} \text{ цк } h = P_{op} \text{ цк } + 0,1 * g * \rho_{ж} * h \quad (6)$$

$$P_{grp} h = dP/dh * h \quad (7)$$

где

g – ускорение свободного падения, равное 9,8 м/с²;

$\rho_{ж}$ – плотность опрессовочной жидкости, кг/м³;

h – глубина спуска колонны, м;

dP/dh – градиент гидравлического разрыва пласта, МПа/м (кгс/см²/м).

Предельно допустимое межколонное давление на глубине башмака колонны $[P_{mk}]h$ определялось по наименьшему из давлений, рассчитанных по формулам (5)–(7), с учетом понижающего в 2 раза коэффициента (8):

$$[P_{mk}]h = k * P_{min} \quad (8)$$

где

k – коэффициент безопасности, учитывающий требования охраны недр и противодиффузионной безопасности;

P_{min} – минимальное значение давления, МПа.

Предельно допустимое межколонное давление, замеряемое на устье скважины, $[P_{mk}]y$, определялось по формуле (9):

$$[P_{mk}]y = [P_{mk}]h * e^{-s} \quad (9)$$

где

e – основание натурального логарифма, равное 2,71828;

s – степень натурального логарифма.

Значение s определялось из выражения

$$s = 0,03415 * (\rho_o * h) / (z * T_{cp}) \quad (10)$$

где

ρ_o – относительная плотность газа по воздуху;

z – коэффициент сжимаемости газа;

T_{cp} – средняя температура газа в интервале устье – башмак кондуктора, К.

Таблица 2. Давление по межколонным давлениям

Значение Р _{мк} , МПа	Количество скважин, ед.		
	Акшабулак	Нуралы	Ақсай
Р _{мк} ≤ 1,0	2	1	
1,0 > Р _{мк} ≤ 2,0			
2,0 > Р _{мк} ≤ 4,0	1		
Р _{мк} > 4,0	3		1
Количество скважин с Р _{мк} / Количество эксплуатационных скважин, ед.	6	1	1

Определение предельно допустимой величины межколонного давления для газовых скважин месторождений проводилось по указанной методике. Используемая для расчета исходная информация приведена в табл. 3.

Таблица 3. Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Обозначение	Месторождение		
		Акшабулак	Нуралы	Ақсай
Средняя температура газа в интервале устье – башмак кондуктора, К	T _{ср}	289,4	289,4	287
Давление опрессовки технической колонны, МПа	P _{оп}	12,93	9	13,3
Давление опрессовки цементного камня за технической колонной, МПа	P _{оп цк}	2,93	2,84	1,89
Глубина спуска технической колонны, м	h	750	750	750
Плотность опрессовочной жидкости, кг/м ³	ρ _ж	1120	1120	1140
Градиент гидравлического разрыва пласта, МПа/м	dP/dh	0,0185	0,0185	0,0185
Относительная плотность газа по воз духу	ρ _о	0,978	0,835	0,835
Коэффициент сверхсжимаемости газа	z	0,64	0,64	0,64
Коэффициент безопасности	k	0,5	0,5	0,5

Результаты расчетов давлений, определенные по формулам (5)–(10), представлены в табл. 4.

Таблица 4. Результаты расчета

Обозначение давления	Значение давления, МПа		
	Акшабулак	Нуралы	Аксай
P оп h	21,2	11,1	97,1
P оп цк h	85,3	85,2	85,7
Pгрп h	13,9	13,9	13,9
[Рмк]h	6,94	6,94	6,94
[Рмк]у	6,06	5,98	6,17

Результаты

Эффективность проведенных работ по ликвидации МКД с применением утяжеленного состава на углеводородной основе составила 50%. Проведенный анализ по скважинам показывает, что из 5 неэффективных скважин 1 газовая скважина, 3 скважины нагнетательного фонда и 1 нефтяная скважина.

Таблица 5. Эффективность проведенных работ по ликвидации МКД

№	№ скв.	Категория	Горизонт	Рм/к до проведения работ, бар	Рм/к после проведения работ, бар
1	439 Акшабулак	добывающая	Ю-III	52	0
2	295 Акшабулак	добывающая	Ю-IIIа/III	43	0
3	331 Акшабулак	нагнетательная	Ю-III	Н/Д	9
4	240 Акшабулак	нагнетательная	М-II-1	95	95
5	53 Акшабулак	нагнетательная	Ю-III	30	20
6	236 Акшабулак	добывающая	М-II-1	Н/Д	0
7	213 Акшабулак	добывающая	Ю-III	2	0
8	261 Акшабулак	добывающая	Ю-III	5,5	5
9	71 Нуралы	добывающая	М-II-3/4	5	0
10	28 Аксай	газовая	М-II-4	74	32

*Н/Д – нет данных

Выводы и заключения

По результатам выполненной работы, можно сделать следующие выводы:

1. Проведенный анализ и обобщение данных по ликвидации МКД в скважинах с использованием утяжеленного состава высокой плотностью на углеводородной основе гравитационным замещением межколлонного флюида показывает эффективность за счет создания гидростатического давления в МКП, в основном, в добывающих скважинах. По итогам ликвидации МКД из 6 добывающих скважин положительный эффект получен в 5 скважинах, что соот-

ветствует 83% эффективности. При этом фактические данные по неэффективной скв. № 261 Акшабулак показывают на наличие газа в качестве межколлонного флюида в МКП. Предполагается, что утяжеленный состав гравитационным замещением не достиг источника МКД, в будущем при выборе способа ликвидации МКД по данной конкретной скважине рекомендуется принять исходные условия, аналогичные условиям для газовых скважин.

2. Для эксплуатации скважин с наличием МКД рекомендуется подход, который применяемый в мировой практике:

- определение максимально допустимого давления в МКП, исходя из технических параметров обсадных колонн и давления гидроразрыва породы;

- далее в скважинах, где величина МКД значительно ниже максимально допустимого давления, необходимо проводить регулярный мониторинг давления в МКП и принимать меры при увеличении МКД. Исключением являются скважины с наличием сероводорода, которые требуют индивидуального подхода к каждой скважине.

3. Достичь полного решения вопросов устранения межколонного газопроявления по цементному камню не удастся (на примере газовой скв. № 28 Аксай), соответственно, необходимо проведение эффективного мониторинга и управления МКД с учетом ПДД на устье скважин. Также требуется продолжение поиска эффективных способов для ликвидации МКД в нагнетательных скважинах (упругие и незатвердевающие составы) ввиду расширения эксплуатационной колонны при закачке

рабочих агентов (в мкм) и образования каналов для миграции газа;

4. В целях определения глубины залегания источника МКД или заколонных перетоков рекомендуется проведение ГИС – шумометрии и термометрии. При этом рекомендуется использование современных высокочувствительных шумомеров, записывающих звук в широком диапазоне частот и малых амплитуд. Рекомендуется проведение ГИС электромагнитными приборами для определения толщины стенок внутренней и внешних колонн для расчета минимальных давлений разрыва и смятия, а также рассмотрение исследования скважин с МКД с применением трехкомпонентного геоакустического каротажа для фиксирования интенсивности упругих волн в скважине в разных направлениях и широком частотном диапазоне.

5. В целях установления единого формата работ и требований возникает необходимость разработки регламентирующего руководящего документа по мониторингу, управлению и ликвидации МКД.

Список использованной литературы

1. Технологический регламент на работы по ликвидации межколонных давлений и грифонообразований АО «Эмбаунайгаз». – Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» в г. Атырау, 2019 г.

2. Кашкапеев С.В., Новиков С.С. – Особенности образования межколонных давлений в скважине и комплекс исследований для их диагностики. – Газовая промышленность, 2018, № 8, <https://neftegas.info/>.

3. Губина И.А. Определение предельно допустимого межколонного давления при эксплуатации скважин на месторождениях Крайнего Севера. – Нефть и газ, журнал ТюмГНГУ, г. Тюмень, 2010.

4. Методические рекомендации по управлению скважинами с межколонными давленями на месторождениях ТОО «Казахойл Актобе». – ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», Атырау, 2012.

ҚҰБЫР-АРАЛЫҚ ҚЫСЫМДЫ ЖОЮҒА АРНАЛҒАН ГРАВИТАЦИЯЛЫҚ ӘДІСТІ ҚОЛДАНУ ТӘЖІРИБЕСІ ТУРАЛЫ

Қ.Т. Ершиев, Д.А. Ахметов, Е.Қ. Айтқұлов, М. Көлдей, А.Ж. Наукенов, М.Ж. Тасқынбаев, Р.Б. Көшербаев, И.А. Тюлегенов, А.Е. Бек, Ж.А. Исламбердиев

Бұл мақалада «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ еншілес және тәуелді компанияларының ұңғымаларындағы құбыр-аралық қысымды жою үшін гравитациялық әдісті қолдану тәжірибесі талданып, қорытынды жасалған.

Талдау кезінде құбыр-аралық сұйықтықтың ауырлық күші бойынша ығы-

суымен көмірсутегі негізіндегі ауыр салмақты құрама қолданатын ұңғымалардағы бағана-аралық қысымды жою жөніндегі жұмыстан кейін бірден алынған нақты деректер қолданылды.

Түйінсөздер: бағана аралық қысым, бағана аралық кеңістік, салмақтық құрам, ауырлық күші әдісі.

SUMMARY ON THE APPLICATION OF THE GRAVITATIONAL METHOD TO ELIMINATE INTERCASING PRESSURE

K.T. Yershiev, D.A. Akhmetov, Y.K. Aitkulov, M. Koldey, A.Zh. Naukenov, M.Zh. Takinbayev, R.B. Kusherbayev, I.A. Tyulegenov, A.E. Bek, Zh.A. Islamberdiyev

This article provides an analysis and summary of the experience of using the gravity method for eliminating annular pressure in the wells of the subsidiaries and dependent companies of JSC NC KazMunayGas.

The analysis used the actual data obtained immediately after the elimination of annular pressure in wells using a compositional composition on a hydrocarbon basis by gravity replacement of annular fluid.

Key words: annular pressure, annular space, compositional composition, gravity method.

Информация об авторах

Ершиев Кайрат Турланович – руководитель службы аналитических исследований скважинных операций ДТИ ЦПР КМГ, k.yershiev@niikmg.kz.

Науkenov Азамат Жакенович – руководитель Центра по работам КМГ, a.naukenov@niikmg.kz.

Таскинбаев Малик Жаксылыкович – директор департамента технологических исследований ЦПР КМГ, m.taskinbayev@niikmg.kz.

Тюлегенов Ильдар Агдасович – эксперт службы аналитических исследований скважинных операций ДТИ ЦПР КМГ, i.tyulegenov@niikmg.kz.

Бек Айберген Есболатұлы – эксперт службы аналитических исследований скважинных операций ДТИ ЦПР КМГ, a.bek@niikmg.kz.

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

Ахметов Думан Аманбекович – начальник отдела геологии, dakhmetov@kgm.kz.

Көлдей Мейрімбек – заместитель генерального директора по геологии – главный геолог, mkoldey@kgm.kz.

Кушербаяев Рысбек Болатович – директор департамента бурения и ремонта скважин, rkusherbayev@kgm.kz.

Исламбердиев Жарас Асанулы – ведущий геолог отдела геологии, zislamberdiyev@kgm.kz.

Айткулов Ербол Колдасович – ведущий инженер департамента бурения и ремонта скважин, yaitkulov@kgm.kz.

ТОО «СП «Казгермунай», г. Кызылорда, Казахстан