

ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И МЕТОД ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН*

Аннагулы Дерьяев,

*главный научный сотрудник научно-исследовательского института природного газа
Государственного концерна «Туркменгаз», доктор технических наук*

Чынар Гелдиева,

*«Türkmengaz» döwlet konserniniň Ylmy-barlag tebigi gaz institutynyň injeneri,
tehniki ylmylaryň kandidaty alymlyk derejesine dalaşgär*

Аннотация

Выбор и использование рационального (полезного) способа вскрытия продуктивных пластов является одной из важнейших и сложных задач современной техники и технологии бурения и добычи нефти и газа. Качественное вскрытие продуктивных пластов является причиной увеличения дебита скважин из продуктивных низкопроницаемых пластов нефти и газа. Такая ситуация в конечном итоге приводит к увеличению нефтегазоотдачи пластов.

Ключевые слова: пласт, селективный, парафин, поргланецмент, лиофил, дизель, вода, фаза, гидроразрыв, ингибитор.

При вскрытии продуктивных горизонтов (пластов) обычно используют ту же технологию и тот же буровой раствор, что и при бурении остальной части ствола скважины. Очень часто продуктивные горизонты вскрывают с применением буровых растворов на водной основе. В случае применения таких буровых растворов вода с тонкими фракциями барита отфильтровывается в пласт. Данный процесс в конечном итоге приводит к колматации и ухудшению коллекторских свойства продуктивных пластов, а также низкой нефтегазоотдачи.

Важность исследования составляет выбор типов буровых растворов с целью сохранения естественных коллекторских свойства продуктивных горизонтов.

Цель работы. Разработка более эффективных способов вскрытия и освоения с наименьшими затратами и их внедрение в производство для увеличения добычи нефти и газа.

В связи с изложенным, основная цель научного исследования состоит из нижеследующего:

а) доказать эффективность способа вскрытия продуктивных пластов в повышении добычи нефти и газа;

б) обоснованно выбрать типы буровых, тампонажных растворов в применении вскрытие и крепление продуктивных горизонтов;

в) проведение геолого-технических анализов в выборе правильных типов буровых растворов разбуриваемых скважин при их вскрытии и освоении для повышения добычи нефти и газа и их обоснование;

г) предлагать производству научно-практические предложения, подлежащие совершенствованию в этой области, на основе результатов проведенных научно-теоретических и практических исследований с применением способа вскрытия и освоения пластов в повышении добычи нефти и газа.

Основная часть. На исследуемых скважинах №147 Северный Готурдепе с глубины 600 метров до 3800 метров, №37 Северный Готурдепе с глубины 800 метров до глубины 4900 метров,

* Derýaýew A. e-mail: anngulyderýaýew@gmail.com

№156 Северный Готурдепе с глубины 400 метров до глубины 4100 метров и №200 Северный Готурдепе с глубины 600 метров до глубины 4900 метров вскрыты на буровом растворе «АЛКАР-3М», разработанный в институте «Небитгазылмытаслама» Государственного концерна «Туркменнефть». Все продуктивные пласты скважин №№37 и 200 Северный Готурдепе вскрыты на буровом растворе типа АЛКАР-3М. Для повышения устойчивости стенок скважины и предупреждения осложнений в институте «Небитгазылмытаслама» была разработана и внедрена в производство рецептура ингибированной системы алюмокальциевый раствор «АЛКАР-3М». Система стабилизирована лигносульфонатами. В качестве ингибитора, содержащего одновременно анионы (хромато-алюминаты, ферраты) и катионы (кальций, калий, магний) – приняты щелочные и кислотные гидролизаты портландцементов. В качестве гидрофобизирующего поверхностного активного вещества (далее ПАВ) предложен класс полиоксисилкиленов в селективных растворителях, выполняющие функции пеногасителя и смазывающей добавки.

Промышленный продукт ПАВ предоставляет ингибитор отложений парафина в нефти ХТ-48.

Система АЛКАР-3М в силу своих ингибирующих свойств подавляет лиофильность глин;

1. Позволяет безаварийно (проходить коллоидальные глины (прихватоопасных пачек черных глин апшеронского яруса),

2. Приводит к значительной экономии химических реагентов за счет уменьшения числа обработок, так как раствор длительное время в процессе бурения сохраняет оптимальные вязкостные и структурно-механические свойства.

Отличие ингибирующих растворов системы от АЛКАР-ной системы в том, что они обладают повышенной глиноемкостью, но АЛКАР-3М еще обладает крепящими свойствами фильтрационной корки, за счет чего достигается повышение устойчивости приствольной зоны скважины. Поэтому растворы переведены в ингибированную систему АЛКАР-3М могут выдерживать большие значения водоотдачи в 1,5–2,0 раза в сравнении с требуемыми величинами, заложенными в геолого-техническом наряде (ГТН) и при этом способны длительное время сохранять устойчивость ствола скважины.

Одним из свойств АЛКАР-3М является набор прочности структуры во времени. Поэтому после длительных остановок (на период геофизических исследований и другие) восстановление циркуляции раствора проводится поинтервально после спуска бурильного инструмента в обсаженную часть ствола скважины (башмак обсадных колонн). Что обуславливает седиментационную устойчивость раствора длительное время и снижает вероятность прихвата бурильной колонны за счет удержания частиц барита и выбуренной породы.

Продуктивные отложения месторождений Юго-Западного Туркменистана характеризуются сложным и неоднозначным составом пород, вод и бурового раствора и нефти. Каждая из составных частей, взаимодействуя с фильтратом бурового раствора, предопределяет ухудшение коллекторских свойств и уменьшение дебитов углеводородных флюидов.

Это ухудшение обусловлено преимущественно двумя процессами: набуханием глин и образованием эмульсий. Ослабление этих процессов осуществляется за счет применения буровых растворов, фильтраты которых обладают совокупностью ингибирующих и поверхностно-активных свойств. В зависимости от конкретных особенностей, в частности, степени заглинизованности коллекторов, растворы, содержащие минеральные ингибиторы и ПАВ ХТ-48, по сравнению с другими типами глинистых буровых растворов обладают лучшими (с минимальной фильтрацией воды в пласт) свойствами, как при бурении скважины, так и при вскрытии продуктивных отложений.

Для вскрытия продуктивных горизонтов с сохранением естественной проницаемости, а также для бурения в особо неустойчивых глинистых соленосных отложениях необходимо

применение растворов на нефтяной основе. В таких растворах дисперсионная среда представлена дизельным топливом, а дисперсная фаза тонкоразмолотым окисленным битумом.

На скважинах №147 и 156 Северный Готурдепе все продуктивные горизонты вскрыты на углеводородном буровом растворе. На скважине №147 Северный Готурдепе с глубины 3800 метров до проектной глубины 4400 метров. А на скважине №156 Северный Готурдепе с глубины 4100 метров до проектной 4300 метров с системы типа АЛКАР-3М обеспечен переход на раствор углеводородной основы и обеспечено успешное окончание строительства скважин до проектных глубин.

Ведение строительство и вскрытие продуктивной части скважин №№ 147, 156 Северный Готурдепе на растворе углеводородной основы. На скважине №147 Северный Готурдепе при бурение ствола Ø295,3мм было произведено замещение на раствор углеводородной основы типа «Версадрил», с глубины 3800м. Далее ствол Ø295,3мм с глубины 3800 метров до глубины 4206 метров по стволу, был пробурен наклонно-направленным под зенитным углом 42 градуса и азимутом 264 градус на растворе углеводородной основы типа «Версадрил». Буровой раствор «Версадрил» – система на углеводородной основе, использует дизель как основу для предотвращения набухания глин. Система «Версадрил»- одна из самых идеальных для бурения активных глин, где устойчивость ствола является основным вопросом. Кроме того данная система работает при высоких температурах до 180-190 градусов и имеет более улучшенные реологические свойства раствора и ингибирование. Система «Версадрил» имеет очень низкую водоотдачу. Водоотдачу можно понижать, если необходимо, добавлением реагента Versatrol (понижитель водоотдачи) и VG-69 (глина для создания корки). Данная система предотвратит гидратацию глин и при соблюдении соответствующих плотностных режимов, нестабильность ствола и даже предотвратит процесс кавернообразования и сальникообразования, благодаря своим высоким ингибирующим способностям, а также имеет хорошие смазывающие характеристики (Deḡaýew, 2015).

Для бурения данного интервала было использовано оборудование компаний «Шлюмберже» для набора угла и выхода в направление, что требует особого контроля реологических параметров бурового раствора. Выбор углеводородной системы основывался на составе данной системы, которая является прямой эмульсией, где водная фаза является дисперсной средой, что исключает химическую реакцию раствора с породами в скважине. На данный раствор с целью предотвращения проникновения фильтрата и незначительных поглощений добавлялся карбонат кальция (Safe Carb). Добавка карбоната кальция позволила остановить проникновение фильтрата в микротрещины и предотвратить неустойчивость ствола скважины. Тип, параметры и компоненты использованного углеводородного бурового раствора для вскрытия продуктивных горизонтов под II техническую и эксплуатационную колонну на скважине №147 Северный Готурдепе приводятся в таблице 1.

Таблица 1

Параметры и компоненты использованного углеводородного бурового раствора для вскрытия продуктивных горизонтов под II техническую и эксплуатационную колонну на скважине №147 Северный Готурдепе

Параметры бурового раствора	II техническая колонна (3800м-4206 м по стволу)	Эксплуатационная колонна (4206 м-4555 м по стволу)
Диаметр ствола,мм	295,3	215,9
Плотность, г/см ³	1,40	1,46
Условная вязкость (сек/кв)	45–60	45–60

Продолжение таблица 1

Пластическая вязкость	<35	<35
Динамическое напряжение сдвига (фунт/100фут ²)	15–25	15–25
Водоотдача мл/30мин	3–4	3–4
Твердая фаза (%)	<5,0	<5,0
Электрическая стабильность	800–1500	800–1500
Содержание соли, % по весу	26	26
Известь, кг/м ³	18–25	18–25
Дополнительная известь, кг/м ³	8–12	8–12
Соотношение дизель/вода (%)	70/30 (75/25)	70/30 (75/25)
Статическое напряжение сдвига	10–20	10–20
Тип раствора	«Версадрил»	«Версадрил»
Компоненты интервала	Известь	Известь
	VG-69	VG-69
	Versamul	Versamul
	Versacoat HF	Versacoat HF
	Versatrol	Versatrol
	CaCl ₂	CaCl ₂
	Дизель	Дизель
	Вода	Вода
	Барит	Барит

На скважине №147 Северный Готурдепе бурение ствола Ø215,9мм с глубины 4206 метров до глубины 4555 метров по стволу был пробурен наклонно-направленным под зенитным углом 42 градуса и азимутом 264 градус, смещением 298 метров на растворе углеводородной основы типа «Версадрил».

Система «Версадрил» имеет высокую эмульсионную стабильность и имеет соотношение дизель/вода на уровне 70/30 с электрической стабильностью, поддерживаясь на уровне 800-1500 Вольт для создания эмульсии и поддержания необходимых параметров раствора данного интервала. Учитывая, что данный интервал является с продуктивными коллекторами, показания водоотдачи удерживалось в пределах 3мл/30 минут. Такая водоотдача свела к минимуму вероятность повреждения коллектора и прилипания бурильного инструмента (Derýaýew, 2017) вплоть до устья скважины.

Так, в случае технологической необходимости использования буровых растворов с твердой фазой механическая скорость проходки и проходка на долото резко уменьшается из-за ухудшения условий работы бурового долота. Исключить или существенно уменьшить влияние твердой фазы в буровом растворе? С целью не повреждения продуктивных коллекторов показатели содержание твердой фазы на скважине № 147 Северный Готурдепе свели до минимума меньше 5%.

Скважина №156 Северный Готурдепе в отличие от №147 Северный Готурдепе пробурена вертикально до проектной глубины 4300 метров с плотностью бурового раствора 1,40 г/см³. При вскрытии продуктивных горизонтов все параметры (электрическая стабильность, водоотдача, создания эмульсии, твердая фаза) поддерживались стабильно на необходимом уровне (Derýaýew, 2021).

С целью регенерации барита и удаления твердой фазы были использованы гидроциклоны, ситогидроциклон и двойные центрифуги. Центрифуги постоянно использовались для избежания твердой фазы в растворе. Перед цементированием обсадных колонн Ø244,5 и 139,7мм произвели снижение показания динамического напряжения сдвига в растворе.

Таким образом, для сохранения естественной проницаемости при первичном вскрытии продуктивного пласта необходимо минимизировать репрессию на пласт (до бурения на «равновесии»). При реализации такой технологии увеличивается вероятность возникновения нефтегазопроявлений и опасности фонтанирования скважины. В связи с этим для управления продуктивным пластом и снижения опасности открытого фонтанирования целесообразно разработать технические средства обнаружения нефтегазопроявления продуктивного пласта на начальной стадии, то есть фиксации момента появления пластового флюида в кольцевом пространстве в зоне продуктивного пласта. Вскрытие продуктивных пластов, в основном, осуществляют долотом того же диаметра, что и бурение вышележащего интервала. Эксплуатационная колонна спускается до забоя скважины, а цементный раствор за колонной поднимается на большую высоту.

При этом на продуктивный пласт при цементировании создается высокое гидродинамическое давление, которое обеспечивает проникновение цементного раствора в поры и трещины продуктивного пласта и часто приводит к гидроразрыву пласта с последующим уходом в него значительных объемов цементного раствора, на что указывают случаи недоподъема цементного раствора до расчетного уровня. Вот почему весьма важной задачей при цементировании эксплуатационной колонны является снижение гидродинамического давления цементного раствора на продуктивный пласт и, по возможности, полное исключение контакта цементного раствора с продуктивным пластом.

На исследуемых скважинах в процессе цементирования строго были соблюдены «Правила безопасности в НГДП». На продуктивный пласт при цементировании не создавали высокое гидродинамическое давление и не наблюдалось поглощение цементного раствора в продуктивные пласты. Во всех процессах цементирования уровень подъема цементного раствора получен до расчетного уровня.

На скважинах № 147, 37, 156 и 200 площади Северный Готурдепе перфорацию продуктивных горизонтов произвели кумулятивными корпусными перфораторами типа ПКО-89, ПКО-102 и перфоратором компании «Шлюмберже» типа «Энерджет». Данные по перфорациям и показания исследований в процессе освоения показаны в таблице 2.

Таблица 2

Данные по перфорациям и показания исследований в процессе освоения скважин

№	Обозначение объекта, тип перфоратора, количество дырок	Расстояние испытуемого объекта, (м)	Возраст, искусственная глубина, (м)	Результаты освоения
Скважина №147 Северный Готурдепе				
1	I ПКО-102 504	4008–4030 4040–4050	Пачка IX	I-лифт НКТ получен приток нефти; Дш=10мм, Pраб=108 атм; Qж=321,3м3/сут; Qнефть=234,33м3/сут

Продолжение таблица 2

	Специальный фильтр	4150–4193 4238–4248	Нижний красноцвет НК-1	II-лифт НКТ получен приток нефти; Дш=30мм, Pраб=24 атм. Qж=557,1 м ³ /сут; Qнефть=426,1 м ³ /сут
Скважина №37 Северный Готурдепе				
2	I ПКО-102 733	4448–4454 4612–4618 4626–4629	НК-7 НК-8	Получен приток нефти; Дш=25мм, Pраб=35 атм; Qнефть=730,33 м ³ /сут.
Скважина №156 Северный Готурдепе				
3	I ПКО-102 240	4000–4012	Пачка IX	I-лифт НКТ получен приток нефти; Дш=10мм, Pраб=84 атм; Qнефть=241,0 м ³ /сут.
	Специальный фильтр	4170–4300	Нижний красноцвет НК-1, НК-2	II-лифт НКТ получен приток нефти; Дш=8мм, Pраб=77 атм; Qнефть=241,6 м ³ /сут
Скважина №200 Северный Готурдепе				
4	I ПКО-102 800	4046–4052	Пачка IX	I-лифт НКТ получен приток нефти; Дш=22мм, Pраб=38 атм; Qнефть=157,3 м ³ /сут.
		4057–4067		
		4071–4077		
		4079–4085		
		4086–4092		
		4094–4104		
		4122–4128		
4134–4140				
	ПКО-89 545 Энержет-43 273	4192–4198 4204–4216 4288–4292	Нижний красноцвет НК-1, НК-2	II-лифт НКТ получен приток нефти; Дш=15мм, Pраб=38 атм; Qнефть=127,4 м ³ /сут.

При одновременной раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух-трех пластов они изолируются друг от друга и в скважину спускается соответствующее количество колонн НКТ. В результате обеспечивается раздельная разработка пластов. В результате работа каждого пласта не влияет на характер эксплуатации других. И в каждом пласте можно проводить необходимые исследования и поддерживать заданный режим работы.

Во всех исследуемых четырех скважинах была спущена двухлифтовая компоновка, с целью обеспечения совместно раздельной разработки пластов.

На скважинах №147, 156 нижняя часть в связи со спуском на эксплуатационную часть специальных фильтров, произведено бесперфорационное вскрытие.

Для качественного крепления скважин была разработана «Система углеводородной буферной жидкости «СУБЖ» для вытеснения бурового раствора на углеводородной основе при цементировании скважин» и получен ограниченный патент № 605 на изобретение, зарегистрированный в Государственном реестре от 16.06.2014 года.

Освоения на всех исследуемых скважинах произведены с заменой углеводородного и глинистого раствора на воду и с подачей газа на короткий лифт насосно-компрессорных труб газлифтным способом эксплуатации.

Длинный лифт после замены раствора на воду осваивался фонтанным способом эксплуатации.

В связи с успешным развитием науки и изобретением новых технологий в области качественного вскрытия продуктивных пластов накоплен большой опыт, применение которого приносит хорошие результаты в зарубежных компаниях.

В данное время для качественного первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов применяются следующие виды материалов и оборудований:

- с целью уменьшения твердой фазы в составе бурового раствора применение жидкого барита.
- применяются буровые растворы без твердой фазы-бромид кальция, бромид магния, бромид цинка и формиат цезия.
- бурение и освоение скважин с жидким азотом.
- бурение в равновесии.

ВЫВОДЫ

1. С целью повышения качества цементирования по данной технологии специально разработана буферная жидкость «UBSS».

2. Разработан запатентованный ингибированный буровой раствор типа «KAIR», в целях вскрытия пластов больших глубин с высокотемпературными сложными горно-геологическими условиями.

3. Буровые растворы на углеводородной основе обеспечивают возможность бурения неустойчивых, набухающих или расширяющихся в водной среде породах.

4. Предотвращается сальникообразование и прихваты инструмента вследствие перепада давления между скважиной и пластом. Они обладают лучшими смазывающими свойствами, предохраняют инструмент от коррозии.

5. Полученный большой приток нефти из четырех скважин доказывает правильный подбор типов бурового раствора, параметров тампонажного раствора при вскрытии и креплении продуктивных пластов в ходе проведенных исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Derýaýew A.R. Köp önümlü gatlaklary aýraryn birwagtda aýratynlykda ulanmak üçin, olary açmagyň we özleşdirmegiň tehnologik aýratynlyklary. Nebit we Gaz institutynyň makalalar ýygyndysy, XI göýberiliş. – A.: Türkmen döwlet neşirýat gullugy, 2015. – 185 s.
2. Derýaýew A.R., Esedulaýew R. Nebitgazly gatlaklary birwagtda aýratynlykda özleşdirmek usulynda burawlama tehnologiýasynyň esaslary. Ylmy monografiýa. – A.: Ylym, 2017. –152 s.)
3. Derýaýew A.R. Gündogar Türkmenistanyň meýdanlarynda rifli önümlü gatlaklary açmagyň reglamenti. // Türkmenistanda ylym we tehnika. – 2021. – №2. 39 s.