УДК 622.276

Кафтин Денис Юрьевич,
студент 3 курса
Институт Геологии и нефтегазодобычи,
Тюменский Индустриальный Университет,
Россия, Тюмень
e-mail: kaftindenis@inbox.ru

ПОГЛОЩЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА – РИСК ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЯВЛЕНИЯ ГНВП

Аннотация: *ГНВП (газонефтеводопроявления) - явление, при котором возникает проникновение нефтяного флюида и газа через колонну внутрь скважины или во внешнее заколонное пространство. ГНВП является достаточно серьёзной проблемой при производстве буровых работ и требующих немедленного устранения. Наибольшую опасность для жизни людей и окружающей среды при возникновении ГНВП являются открытые фонтаны.*

На настоящее время затраты производственного времени на ликвидацию ГНВП в среднем по нефтедобывающим компаниям составляют сотни тысяч часов. На ликвидацию возникновения ГРП приходится значительный удельный вес непроизводительных затрат, материально-технических ресурсов и времени которые составляют порядка 10-25 %, от общих затрат в зависимости от условий строительства. Повышение эффективности борьбы с ГНВП при строительстве скважин является весьма актуальной задачей.

Ключевые слова: Газонефтеводопроявления, скважина, строительство, бурение, ликвидация явления ГНВП, поглощение, паркер, цементный раствор.

Kaftin Denis Yurievich,
3rd year student
Institute of Geology and Oil and Gas Production,
Tyumen Industrial University,
Russia, Tyumen

ABSORPTION OF DRILLING FLUID - RISK OF EMERGENCY OF HNWP

Abstract: *HNVP (gas-oil-water seepage) is a phenomenon in which the penetration of oil fluid and gas occurs through the string into the well or into the outer annulus. GOR is a rather serious problem during drilling operations and requiring immediate elimination. Open fountains are the greatest danger to human life and the environment in the event of HNWP.*

At present, the production time spent on liquidation of oil-and-gas products on average for oil producing companies is hundreds of thousands of hours. The elimination of the occurrence of hydraulic fracturing accounts for a significant share

of non-productive costs, material and technical resources and time, which amount to about 10-25% of the total costs, depending on the construction conditions. Improving the effectiveness of combating oil and gas oil during well construction is a very urgent task.

Key words: Gas-oil-water showings, well, construction, drilling, liquidation of the HNVP phenomenon, absorption, parker, cement slurry.

Под явлением ГНВП подразумевается перенос пластового флюида (и газа, по наличию) из пород, слагающих разрез, в буровой раствор которым заполнено скважинное пространство. Открытый фонтан является самой опасной последней стадией развития ГНВП, при котором пластовый флюид вытесняет буровой раствор из скважинного пространства и под высоким давлением изливается на поверхность.

Определяющими характеристиками возникновения явления ГНВП являются: пластовое давление; пористость; проницаемость; упругоемкость (сжимаемость); фильтрационные постоянные (коэффициенты проницаемости и пьезопроводности); температура, а также технические и технологические факторы.

Планирование и реализация операций по строительству скважин без учета геолого-физических характеристик пластов и пластового фдюда, технических и технологических может привести к возникновению ГНВП и как правило к серьезным авариям различных видов и степени ущерба.

Основными причинами возникновения явления ГНВП являются:

- ошибки в плотности бурового раствора;

- отсутствие или недостаточный контроль за показателями пластового давления;

- поглощение рабочей жидкости из скважинного пространства;

- падение гидростатического давления столба рабочей жидкости ввиду возникновения перетоков из-за разности плотностей раствора в трубном и затрубном пространствах;

- простои скважины без промывки;

- некачественное крепление технических колонн, перекрывающих газонефтеводонасыщенные напорные горизонты;

- падение забойного давления из-за проявления эффекта поршневания при подъеме инструмента с сальником, а также при завышенных скоростях подъема бурильных труб;

- снижение плотности рабочей жидкости в скважинном пространстве за счет поступления газа и пластового флюида из разрабатываемого нефтенасыщеного горизонта.

В данной статье рассмотрим явление поглощения рабочей жидкости, которое несет предпосылки к образованию ГНВП.

Интенсивность поглощения рабочей жидкости подразделяется на следующие группы: малой 10-15 $м^3$/час, средней 15-40 $м^3$/час. и высокой степени интенсивности, более 40 $м^3$/час.

Основные способы предупреждения и ликвидации поглощений подразделяются на следующие группы:

- регулирования реологических свойств промывочной жидкости;

- снижение перепада давлений в системе «скважина-пласт»;

- уменьшения сечения или полная изоляция каналов поглощения.

Первые два способа не всегда дают положительный эффект по разным причинам. Третий метод на настоящее время более трудоёмок и вместе с этим более продуктивен.

В основном ликвидация поглощений малой и средней интенсивности осуществляется традиционными способами путем закачки блок-пачек со сшивателем через циркуляционный переводник, который предназначен для отсечения поступления бурового раствора в зону поглощения и перепуска его в затрубное пространство, с последующей операцией продавки и задавки в бурильную колонну поглощающего объекта с применением цементирующего агрегата.

Ликвидация поглощений высокой степени интенсивности требует выполнения особых операций ввиду отсутствия циркуляции бурового раствора

и падения статического уровня ниже устья скважины (см. рис.1). Как правило, такие поглощения с высокой интенсивностью образуются в пластах с высокоразвитой сетью трещин с высокими фильтрационно-емкостными характеристиками и низкими пластовыми давлениями. При таком поглощении применение традиционных способов неприемлемо ввиду возможного развития размыва тампонажного раствора до окончания процесса схватывания. Установка мостов при таких поглощениях тоже приводит к некоторым рискам в виде прихватов заливочных труб, ускоренной водоотдачи цементного раствора и, как правило, потери его подвижности.

Для ликвидации таких поглощений целесообразно применение, исходя из промыслового опыта ОАО «Верхнечонскнефтегаз» на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении, наиболее применима технология с использованием разбуриваемого паркера (см. рис. 1 и 2) и многокомпонентной цементная система с высоким содержанием твердой фазы (ВСТФ).

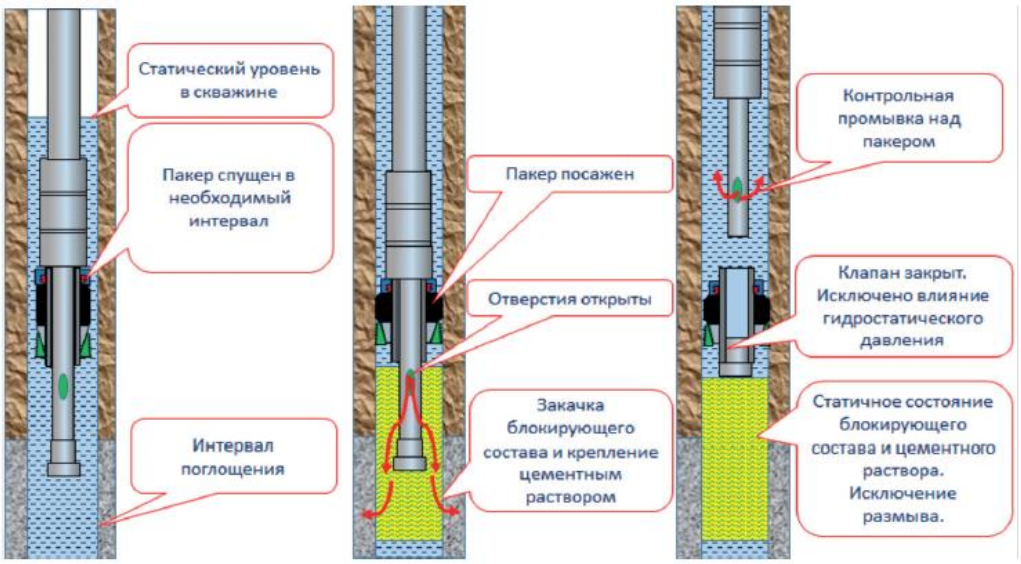


Рисунок 1 – План схема работ по изоляции зоны ухода промывочной жидкости

Рис. 2 – Паркер разбуриваемый, не извлекаемый, безопорный, с двойным захватом для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны

Последовательность технологических операций данной технологии следующая:

1. Спуск разбуриваемого пакера выше интервала поглощения;

2. Активация посадки пакера, освобождение от посадочного инструмента, открытие сообщения с подпакерной зоной;

3. Закачка и продавка тампонажного состава;

4. Подъем выше пакера бурильной колонны вместе с посадочным устройством и стингером, на котором располагается заглушка с цанговым захватом. Заглушка фиксируется в пакере и перекрывает проходное отверстие для разобщения подпакерной и надпакерной зон, для исключения влияние гидростатического давления промывочной жидкости на поглощающий интервал;

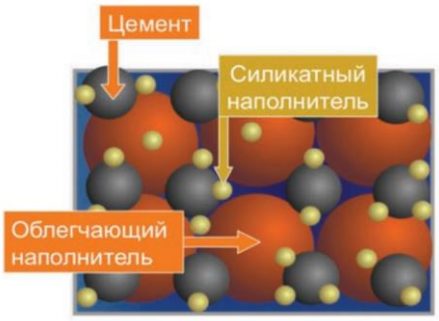
5. Контрольная промывка в надпакерной зоне;

6. Подъем бурильной колонны и посадочного устройства;

7. Сборка КНБК (компоновка низа бурильной колонны) на бурение;

8. Спуск КНБК, разбуривание пакера и цементного моста, дальнейшее углубление скважины.

Компонентный состав раствора ВСТФ обеспечивает более быстрый набор прочности цементного камня по сравнению со стандартными растворами.



Данная многокомпонентная система разработана компанией «Шлюмберже» (см. рис. 3) которая обладает быстрым набором прочности в условиях межколонного пространства (см.табл. 1).

Рис. 3 – Система ВСТФ

В настоящее время данная технология успешно применяется на различных месторождения.

Таблица 1 – Сравнительные данные цементных растворов

Показатели	цементный раствор	
	с ВСТФ	стандартный
Прочность, МПа, через: 24 ч	0,7	0
48 ч	3,2	0
72 ч	5,2	1,45
120 ч	7,4	2,0
Плотность, г/см^3	1,5	1,5
Температура, °С	6	6
Водоотдача, мл/30 мин	< 30	>100
Содержание твердой фазы, %	44,2	23

Список литературы:

1. Байтимиров Э.М. Эффективные решения по ликвидации поглощений бурового раствора // Бурение и нефть. 2012. № 3. С. 58 – 60.

2. Горонович С.Н. Ликвидация катастрофического поглощения в горизонтальном участке ствола скважины при вскрытии продуктивных отложений большой толщины // Бурение и нефть. 2009. № 6.

3. Карачёв А.А., Карсаков В.А., Кудрявцев. И.А., Третьяков С.В. Оптимизация капитальных затрат на строительство скважин при концептуальном проектировании разработки месторождения // Строительство и ремонт скважин. 2013: Сб. докл. Международной научно-практической

конференции / Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2013. 128 с.

4. Харламов К.Н., Шешукова, Г.Н., Нестерова Т.Н. Поздеев И.А. Проектирование схем разбуривания месторождений горизонтальными и многоствольными скважинами // Бурение и нефть. 2005. № 10. С. 18-20.

5. Ярина О.С. (Компания «Шлюмберже»), Чернокалов К.А., Фаткулин С.А. (ОАО «Верхнечонскнефтегаз») Применение цементного раствора с высоким содержанием твердых частиц в условиях Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». 2014. Выпуск 2.