

Таблица 1

Число быстроизнашивающихся деталей гидравлической части буровых насосов [2]

Детали	Двухстороннего действия	Одностороннего действия
Число поршней	2	3
Втулки цилиндров	2	3
Манжеты поршня	4	3
Клапаны	8	6
Штоки	2	3
Сальники штоков	2	3

Таблица 2

Характеристики трехпоршневых насосов одностороннего действия и двухпоршневых насосов двухстороннего действия [2]

Параметры	НБТ-600	УНБТ-950	УНБТ-1180	УНБТ-800	ВРН-1	У8-7МА2	У8-6МА2	УНБ-1250
Мощность, кВт:	600	950	1180	800	365	825	585	1180
Число двойных ходов в 1 мин.	135	120	125	135	72	66	66	60
Число цилиндров	3	3	3	3	2	2	2	2
Длина хода поршня, м	0,3	0,329	0,3	0,25	0,3	0,4	0,4	0,45
Подача насоса, л/с:								
наибольшая	42,9	46	46	41,4	34,8	50,9	51,6	51,4
наименьшая	19,1	28,8	28,8	28,4	16,4	22,7	19,7	26,7
Давление нагнетания, МПа:								
наименьшее	11,3	19	24	17	9,8	14,2	10	21
наибольшее	25	32	40	32	20	32	25	40
Нагрузка на шток, кН	290	490	615	430	270	446	300	660
Масса насоса без шкива, т	19	22,7	23,5	22,4	13,2	33,7	26,7	47,2

По сравнению с двухпоршневыми трехпоршневой насос обеспечивает меньшую неравномерность подачи. Это обусловлено меньшей длиной хода поршня и большим числом двойных ходов у трехпоршневых насосов. Кроме того, трехпоршневые насосы имеют лучшее соотношение числа сменных быстроизнашивающихся деталей, что делает их более удобными и экономичными в процессе эксплуатации, а меньшая масса (при прочих равных условиях) обеспечивает лучшие их монтажеспособность и транспортабельность, что особенно важно, для высокомоментных насосов. С другой стороны, двухпоршневые насосы обладают большим диапазоном обеспечиваемой подачи бурового раствора.

Анализ поршневых насосов показал, что трехпоршневые насосы обладают улучшенными техническими и эксплуатационными характеристиками по сравнению с двухпоршневыми. Статистика ремонтов буровых насосов показывает, что остановки в их работы в основном связаны с износом резинотехнических элементов (поршни, клапаны, мембраны компенсаторов, сальники). Причиной этого является агрессивное воздействие со стороны среды бурового раствора, его компонентов, а также твердой фазы в его составе. Следовательно, актуальной темой для поисковых исследований является разработка новых рецептур буровых растворов для повышения ресурса резинотехнических деталей насосов.

Литература

1. Николич А. С. Поршневые буровые насосы. М., «Недра», 1973, 244 с.
2. Ильский А. Л., Миронов Ю. В., Чернобыльский А. Г. Расчет и конструирование бурового оборудования. учеб. пособие для вузов. -М.: Недра, 1985.- 152 с.
3. Поляков В.В., Скворцов Л.С. Насосы и вентиляторы: учеб. для вузов.- М.: Стройиздат, 1990.-336 с.: ил.
4. Егорушкин В.Е., Цеплович Б.И. Основы гидравлики и теплотехники: учеб. пособие для машиностроительных техникумов. – М.: Машиностроение, 1981.-268 с., ил.

ПРОБЛЕМЫ ВСКРЫТИЯ ТРЕЩИНОВАТО-КАВЕРНОЗНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В. Н. Черкасов, М. В. Мищенко, Ю. А. Максимова

Научный руководитель, доцент В. С. Хорев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Не секрет, что Россия одна из лидирующих стран по добыче нефти. В её недрах содержится более 14 млрд. тонн нефти, из них около 70% приходится на Западную Сибирь. Однако все разведанные месторождения с традиционными коллекторами уже давно введены в разработку и активно разрабатываются. По этой причине

крупным нефтегазодобывающим компаниям приходится запускать в разработку более глубокие горизонты с меньшей изученностью и недостаточной информацией о фильтрационно-емкостных свойствах пластов-коллекторов. Такими горизонтами являются залежи нефти приуроченные к палеозойским отложениям.

В настоящее время, извлечение нефти из палеозойских отложений является актуальной задачей. Интерес к формированию месторождений нефти в них значительно возрос.

Открытие многочисленных скоплений углеводородов, получение новых геологических материалов указывают на перспективную разработку углеводородных месторождений в палеозойских отложениях Западной Сибири.

Несмотря на то, что эти объекты ранее считались бесперспективными или малоперспективными, появляются все новые положительные результаты, из-за чего интерес к ним возрос.

По разным данным, в доюрском разрезе на сегодня известно более 200 месторождений и скоплений углеводородов. Некоторые из них относятся к категории высокодебитных [3].

Палеозойские отложения представлены двумя группами пород-коллекторов: карбонатными, кремнисто-глинистыми.

На рисунке 1 представлены особенности распределения нефти в трещинах и кавернах карбонатных пород.

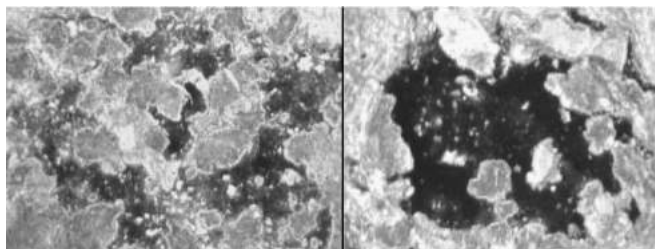


Рис. 1 Нефть в трещинах и кавернах карбонатных пород

Нефтегазовые залежи палеозойских отложений приурочены к коре выветривания, которая представлена трещиновато-кавернозными известняками, нередко с распространением «газовой шапки» [4]. Трещиноватый коллектор имеет высокую проницаемость, в результате чего будут обеспечиваться высокие дебиты. В процессе строительства скважины со вскрытием палеозоя следует ожидать интенсивных поглощений бурового раствора, вплоть до катастрофических и полных. При этом ситуация зачастую осложняется высоким газовым фактором и поглощения могут сопровождаться газонефтепроявлениями [2].

Из опыта бурения на палеозойских месторождениях Томской области известно, что баланс плотности бурового раствора находится в пределах 1,10-1,12 г/см³: при плотностях ниже 1,10 г/см³ наблюдается повышенное содержание газа в буровом растворе и опасность возникновения нефтегазопроявления; при превышении плотности 1,12 г/см³ поглощения бурового раствора. Так же опасность поглощения бурового раствора связана с неоднородностью трещиноватых коллекторов, что вносит свои коррективы в технологический процесс строительства скважин [1].

Наиболее серьезная проблема при бурении палеозойских отложений с которой сталкиваются все предприятия, работающие на этих горизонтах, – интенсивное поглощение бурового раствора как при вскрытии кровли, так и при бурении самого пласта, которое ведет к прихвату бурового инструмента. Это обусловлено самой структурой пород: их высокой проницаемостью, трещиноватостью, обилием пустот. Кроме того, пластовые жидкости поглощают ствол скважины, что вызывает его нестабильность. Результатом является прихват бурового инструмента, потеря циркуляции бурового раствора, рост временных затрат на спуск и подъем буровых труб.

В настоящее время проблема с катастрофическим поглощением бурового раствора решается путем приготовления вязкоупругих смесей (ВУС) с использованием кольматантов большого размера, а так же использование растворов с высоким возрастающим СНС (примером такого раствора является сверхтексотропная система «Дрилплекс»).

Система «Дрилплекс» является сверхтексотропным глинистым буровым раствором на основе мелкодисперсных оксидов магния и алюминия, обладающая рядом специфических и фильтрационных характеристик, недостижимых при помощи традиционных реагентов. Хрупкий, плоский профиль СНС в сочетании с высоким динамическим напряжением сдвига делает систему прекрасным выбором для бурения горизонтальных стволов, протяженных наклонно-направленных скважин и других операциях, где требуется исключительные и выносящие свойства при минимальных потерях давления. Благодаря быстрому переходу системы в состояние, близкое к твердому телу, в состоянии покоя, «Дрилплекс» идеально подходит для вскрытия трещинных и высокопроницаемых горизонтов с аномально низкими пластовыми давлениями.

Уникальность системы «Дрилплекс» и эффективность ее работы достигаются за счет обеспечения структуры между маленькими пластинчатыми катионными кристаллами ММО (mixed metal oxide) и чешуйками бентонита. Реагент «Дрилплекс» является основным компонентом системы и представляет собой микроскопические (длиной около 0,05 мкм и толщиной около 1-5 нм) положительно заряженные чешуйки ММО с очень высокой плотностью заряда (в 6-7 раз выше, чем у частиц бентонита). Попадая в раствор, кристаллы «Дрилплекса» (ММО) присоединяются к чешуйкам бентонита, замещая ионы натрия или другие одновалентные

катионы и образуя сильные ассоциации с анионами по краям глинистых чешуек в местах дефектов кристаллической решетки.

При образовании ассоциатов базальные поверхности глинистых чешуек насыщаются малыми катионными кристаллами, которые так прочно присоединяются к поверхности, что практически не влияют на результаты определения катионно-обменного потенциала традиционными методами.

В результате присоединения кристаллов поверхность приобретает положительный заряд и электростатическое поле чешуек бентонита кратно увеличивается по сравнению с «традиционными» растворами. Характер всего раствора меняется на катионный. Образуется совершенно другая коллоидная система, в которой чешуйки ММО «скрывают» внутри гидратированные поверхности кристаллов бентонита и вызывают аномально высокое поле электростатических сил вокруг них. Данный механизм, основанный на влиянии электростатического поля, объясняет «упругое» поведение таких жидкостей при отсутствии сдвигающих нагрузок, мгновенные переходы из твердого в жидкое состояние и легкую обратимость процесса [5,6].

На Урманском месторождении Томской области при бурении скважины 770 куста 1 при вскрытии отложений палеозоя началось поглощение бурового раствора с потерей циркуляции.

В ходе работ по ликвидации осложнения было потеряно 600 м³ KCl-полимерного раствора, но ликвидировать поглощение так и не удалось.

Для бурения высокопроницаемых отложений палеозоя на Урманском месторождении компанией Mi SWACO была предложена система «Дрилплекс».

При использовании системы «Дрилплекс» вблизи стенок скважины образуется зона неподвижного бурового раствора, находящегося в состоянии «псевдотвердого тела». Это позволяет значительно снизить уровень динамической фильтрации и поглощений.

На рисунке 2 показан принцип работы сверхтексотропного бурового раствора системы «Дрилплекс».

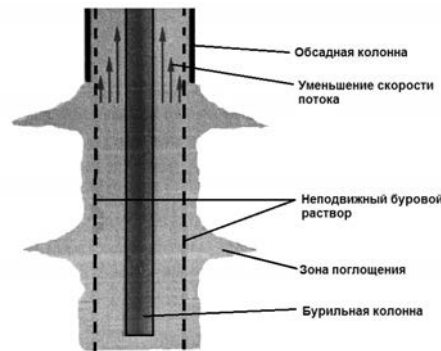


Рис. 2 Принцип работы сверхтексотропного бурового раствора системы «Дрилплекс»

С использованием системы «Дрилплекс» на Урманском месторождении пробурены 150-м интервалы под хвостовики в скважинах 762 и 766. Для бурения хвостовика на скважине 766 использовался раствор со скважины 762. Общие потери раствора в двух скважинах составили 14 м³.

В результате применения системы «Дрилплекс» достигнуто:

- Снижение поглощений бурового раствора;
- Сокращение времени бурения интервала;
- Идеальная очистка ствола.

В России предприятия занятые разработкой и строительством скважин в палеозойских отложениях долгое время не могли найти способ ликвидации поглощений бурового раствора. Было перепробовано множество традиционных способов борьбы с этими проблемами, включая установку цементных мостов и использование специальных присадок к буровому раствору. Решение было найдено в компании Weatherford International. Дальнейшее строительство скважин продолжилось по технологии бурения на обсадных трубах.

Бурение скважин на обсадной колонне – это эффективный способ проходки проблемных участков, включающих в себя зоны с нестабильностью ствола скважины, участки реактивных глин и зоны с потерей циркуляции раствора.

При традиционном бурении в случае интенсивного поглощения бурового раствора пластом и прекращение его циркуляции нужно было поднимать весь бурильный инструмент и заготавливать новый объем бурового раствора. В случае же применения обсадных труб процесс бурения можно не приостанавливать – обсаживание ствола скважины ведется параллельно. Обсадные трубы оснащены специальной замковой резьбой, которая позволяет вращать бурильный инструмент, продолжать бурение в интервалах неустойчивых пород, в зонах потери циркуляции. В результате сокращается количество спуско-подъемных операций, снижается аварийность, появляется возможность использования более дешевых буровых растворов.

Также происходит сокращение сроков строительства интервалов, как правило, на 20-30 % и более за счет экономии времени на борьбу с осложнениями в скважине, сокращения числа СПО, необходимых для шаблонирования и спуска обсадной колонны, а также устранения дополнительных потерь времени на промывку ствола скважины.

Существует еще один способ бурения скважин в условиях катастрофического либо полного поглощения бурового раствора – это технология бурения скважин без выхода циркуляции на поверхность.

Суть данной технологии заключается в том, что в качестве промывочной жидкости используется дешевый раствор либо техническая вода, которая будет производить вынос шлама из зоны долота и поглощаться вместе с ним в пласт. Одновременно шлам будет являться колюматизирующим агентом. Необходимое забойное давление обеспечивается за счет столба жидкости, находящегося в затрубном пространстве.

При попадании частиц шлама в призабойную зону пласта они оказывают колюматизирующее воздействие и препятствуют поглощению промывочной жидкости в пласт. Однако у этого действия есть и отрицательная сторона. Призабойная зона пласта сильно загрязняется твердой фазой, вследствие чего в дальнейшем блокируется продвижение флюида к скважине.

Принятие решения о выборе того или иного мероприятия по ликвидации поглощения основывается на анализе конкретной ситуации, но, несомненно, все буровые установки должны быть оснащены современными средствами очистки буровых растворов. Кроме того, заказчик должен иметь в наличии минимальный объем материалов, химических реагентов и специальных технических средств для оперативного устранения возникшего в процессе строительства скважины осложнения.

Литература

1. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов.
2. Девушкин Н.А., Сичковский И.Т. Состояние и перспективы развития наклонно-направленного и горизонтального бурения в палеозойских отложениях на месторождениях томской области.
3. Запывалов Н.П., Исаев Г.Д. Критерий оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири.
4. Ковешников А.Е. Породы-коллекторы доюрских карбонатно-кремнисто-глинистых отложений Западно-Сибирской геосинеклизы.
5. Салмина Т.В. Материалы научной сессии студентов по итогам 2005 года. Часть 1. Сверхтекстотропные промывочные жидкости нового поколения. Типография АГНИ. – 2006 г.
6. Bubnov A. S., Boyko I. A., Khorev V. S. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2015. — Vol. 24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, 24–27 November 2014, Tomsk, Russia. — [012010, 5 p.]

РАЗРАБОТКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Д. В. Чичикало

Научный руководитель, доцент А. А. Каракозов

Донецкий национальный технический университет, Донецк

Острый дефицит питьевой и технической воды определяет необходимость интенсификации освоения подземных источников. Продуктивность скважин определяется сохранением свойств водоносного пласта и фильтровой части скважины в эксплуатационный период. Основной причиной снижения производительности скважин в процессе их эксплуатации является колюматация (глинизация, зарастание отложениями) стенок и фильтровой части. В результате возможно резкое уменьшение дебита и преждевременное прекращение работы скважины по причине колюматации и заиливания [1].

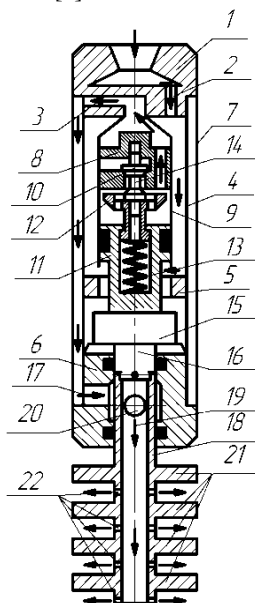


Рис.1. Схема устройства для разглинизации пластов

Продуктивность старых скважин может восстанавливаться и повышаться путем системного применения технологий деколюматации и обработки призабойной зоны пластов. Таким образом, воздействие на