

Перспективное направление повышения качества вскрытия продуктивных пластов

Салихов Р.Г
ООО «Лукойл-Бурение»

Анализ исследований отечественных и зарубежных учёных, показывает, что в настоящее время можно выделить два основных направления в технологии вскрытия продуктивных пластов:

- технология вскрытия на репрессии, когда буровой раствор оказывает избыточное давление на продуктивный пласт;
- технология вскрытия на ОПД, когда исключается проникновение бурового раствора и его компонентов в призабойную зону пласта.

Отрицательное влияние буровых растворов на продуктивный пласт многообразно и по данным Амияна В.А. [1], Бабаляна Г.А.[2], Васильева П.С. [3], Гиматудинова Ш.К. [4], Жигача К.Ф. и Пауса К.Ф.[5], Котяхова Ф.И. [6], Овнатанова Г.Т.[7], Гетлина К.[8] и других отечественных и зарубежных исследователей сводится к набуханию глинистых минералов породы под воздействием фильтрата бурового раствора, закупорке пор твердыми частицами бурового раствора, осадками из фильтратов либо из самих пластовых жидкостей при явлениях флокуляции, суффозии, химических реакциях компонентов раствора с компонентами пласта, снижению фазовой проницаемости для нефти при внедрении в призабойную зону водной фазы раствора, образованию водонефтяных эмульсий и газожидкостных систем в призабойной зоне, особенностями формирования зон проникновения. Все эти процессы обусловлены воздействием на пласт твердой фазы или фильтрата бурового раствора, или одновременным влиянием обоих факторов. Сохранение естественной проницаемости продуктивных пластов в большей мере определяется не только буровыми растворами, используемыми при бурении и вскрытии пластов, но и растворами, применяемыми при креплении, перфорации и вызове притока. Последнее обусловлено тем, что в процессе цементирования пласты испытывают репрессию в 1,3-1,6 раз большую, чем при бурении, а также высоким водоотделением из цементного раствора как при движении, так и в покое. Так, по данным гидродинамических исследований пластоиспытателем КИИ-95 на Конитлорском месторождении величина скин-эффекта после окончания строительства скважин достигает 19, а производительность пласта снижается в 5 раз.

Как показывает обзор исследований, при использовании, даже наиболее, прогрессивных типов буровых растворов не представляется возможным исключать отрицательное воздействие на продуктивный пласт. Кроме того, бурение на репрессии имеет и другие недостатки: образование глинистой корки на стенках скважины, обуславливающей нередко прихваты инструмента, сальникообразование и поршневание: снижение качества разобщения пластов; возможность поглощения бурового раствора; затяжки, прихваты под действием перепада давления; повышенный расход реагентов на приготовление и стабилизацию буровых растворов и др.

Для оценки влияния буровых растворов и технологии вскрытия продуктивных пластов на продуктивность скважин в бывшем объединении Пермнефть на Кокуйском месторождении проведен уникальный эксперимент. Вскрытие тульского и бобриковского горизонтов и малиновского надгоризонта в скважинах №№ 2170, 2134 и 717 осуществлено с промывкой различными типами буровых растворов: глинистым, безглинистым и инвертно-эмульсионным соответственно. Все скважины пробурены в одном кусте, одной буровой бригадой. В скважине №2170 работы по вскрытию продуктивного пласта проводили с применением традиционной технологии: пласт вскрыт с промывкой глинистым раствором: $\rho=1250 \text{ кг/м}^3$, обработанным УЦР и карбонатом натрия. Ствол скважины до забоя обсажен обсадной колонной диаметром 146 мм и зацементирован. В скважине № 2134 эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена до кровли тульского горизонта и зацементирована, а пласт вскрыт с промывкой полимерсолевым раствором $\rho=1030 \text{ кг/м}^3$, обработанным КССБ и КМЦ. Скважина № 717 построена по конструкции, аналогичной со скважиной №2134. Вскрытие пласта проведено с промывкой инвертно-эмульсионным раствором, $\rho=1030 \text{ кг/м}^3$. Показатель фильтрации на всех скважинах поддерживали в пределах $(6-8) \times 10^{-6} \text{ м}^3$. По геофизическим данным продуктивная толща во всех скважинах имела одинаковую характеристику. Прогнозная оценка максимально возможных дебитов, выполненная на основе геофизической информации показала, что все три скважины могут дать дебит в пределах 25-30 т/сут. Фактически дебиты по скважинам №№ 2170, 2134 и 717 составили 0,9, 10 и 21 т/сут. соответственно. Следует отметить, что ни в одном случае не получен потенциальный дебит в виду загрязнения призабойной зоны пласта.

Приведенные данные свидетельствуют о сильном влиянии на производительность скважины технологии их заканчивания.

Подтверждением этому является следующий факт. После задавки скв. № 717 глинистым раствором и 9 месяцев консервации дебит ее снизился до 2 т/сут.

Широкое промышленное применение (более чем на 100 скважинах) нашли безглинистые буровые растворы на основе пластовых вод, обработанные полиакриламидом и солями, содержащими катионы трехвалентных металлов, при вскрытии продуктивных пластов на Рассветном месторождении. Проведено сравнение качества вскрытия пластов по 32 скважинам, пробуренным с промывкой безглинистыми, и 26 скважинам - с промывкой глинистыми растворами. Указанное число скважин взято исходя из наличия данных по исследованию. Установлено, что очистка призабойной зоны пласта скважин, пробуренных с промывкой безглинистым раствором, происходит быстрее, чем по скважинам, пробуренным с промывкой глинистым раствором. В результате, время восстановления дебита до максимального значения по скважинам, пробуренным с промывкой глинистым раствором, составляет 155, а безглинистым – 50 суток (рис.1). Поскольку скважины, пробуренные на безглинистом растворе, на 105 суток раньше достигают максимального дебита, то вполне естественно, что они дают дополнительную нефть в течение времени, необходимого для достижения

максимального дебита на скважинах, пробуренных на глинистом растворе. На основании рис.1 рассчитан удельный прирост добычи нефти, который составил 2,71, 2,15 и 1,22 т/сут в высоко- средне- и низкопродуктивных пластах соответственно.

Из вышеприведенных данных следует, что даже применение безглинистых буровых растворов и инвертно-эмульсионных не позволяет предупредить загрязнение призабойной зоны продуктивных пластов.

В последние годы в зарубежной практике строительства скважин все более широкое распространение приобретает применение технологии бурения в условиях депрессии в системе скважина-пласт.

Так, за период с 1977 по 1992 годы только по двум провинциям Канады: Альберта и Саскатчеван число скважин, пробуренных на ОПД, в год увеличилось с 30 до 525.

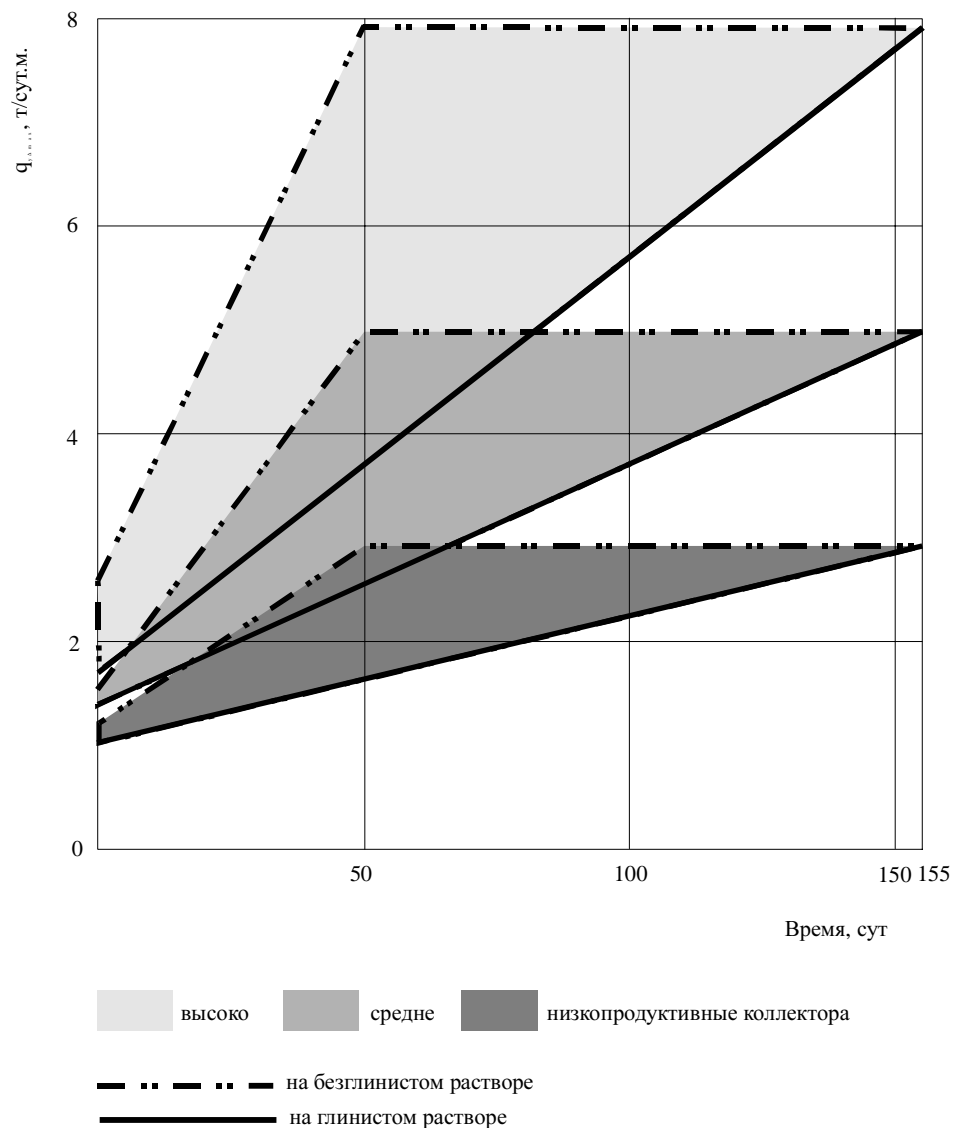


Рис. 1. Сравнение затрат времени на очистку призабойной зоны по скважинам, пробуренным на Рассветной площади с промывкой безглинистым и глинистым буровыми растворами

Нефтяные компании России проявляют большой интерес к этому способу бурения. В первую очередь, это связано с постоянно возрастающим значением, придаваемым предупреждению нарушений коллекторских свойств пласта с высокими потенциальными возможностями, повышению механической скорости проходки и предупреждению поглощений при бурении скважин в истощенных пластах. Наиболее общая цель применения технологии бурения в условиях депрессии состоит в снижении стоимости разработки месторождения.

Вскрытие продуктивного пласта на депрессии или при отрицательном дифференциальном давлении в системе «скважина-пласт» (на ОПД) представляет собой такой процесс, при котором не происходит попадание компонентов бурового раствора в продуктивный пласт, а наоборот идёт поступление нефти в ствол скважины.

Технология и оборудование для бурения с продувкой естественным газом были впервые разработаны и внедрены в 50-х годах при бурении семи газовых скважин на Тахта-Кугультикском, Петровско-Благодарненском и Расшеватовском газовых месторождениях Ставропольского края. В дальнейшем работы по бурению на равновесии давлений в системе «скважина-пласт» были продолжены, в том числе, и других регионах России, а также на Украине и в Средней Азии.

Бурение на депрессии газовых скважин осуществлялось в терригенных и карбонатных коллекторах порового, трещинного, порово-трещинного, трещино-кавернозного, порово-кавернозно-трещинного типов, депрессия на пласты поддерживалась в пределах 0 - 4 МПа. Для очистки скважины (продувки, промывки) использовался естественный газ, водный раствор CaCl_2 , полимерсолевой раствор без твёрдой фазы, малоглинистый полимерный раствор и полимерглинистый утяжелённый буровой раствор. Величину депрессии на продуктивный пласт определяли исходя из условия предупреждения разрушения продуктивного пласта по формуле:

$$\Delta P_{\text{ДЕП.}} = 0,1 (P_{\text{ГОР}} - P_{\text{ПЛ}}),$$

где $P_{\text{ГОР}}$ и $P_{\text{ПЛ}}$ величина горного и пластового давлений, МПа.

Важным вопросом является регулирование величины депрессии и репрессии на продуктивный пласт. Данная проблема впервые решена Тагировым К.М. [9], путём разработки метода и конструкции герметизированной системы циркуляции для вскрытия газовых пластов в условиях АВПД с регулированием дифференциального давления в системе «скважина-пласт» в процессе бурения. Разработанный способ вскрытия пластов с заданным дифференциальным давлением в системе «скважина-пласт» позволяет вызвать контролируемый приток пластового флюида на забой скважины, вымыть его на дневную поверхность с целью установления природы флюида (вода, нефть, газ) и определить величину пластового давления, а при необходимости произвести задавку скважины.

В развитие данного способа Нифантовым В.И. [10], разработан способ вскрытия продуктивного горизонта пласта в условиях переменной депрессии. Величина переменной депрессии на пласт регулируется ступенчатым или непрерывным изменением избыточного давления газированной промывочной жидкости.

Одной из самых ответственных операций при бурении в условиях равновесия и депрессии в системе «скважина-пласт», является спуск и подъём инструмента. Разработанные ещё в 20^х – 30^х годах зарубежными фирмами Г.Отиса и Хайдрил, а также Азербайджанским институтом нефтяного машиностроения комплексы оборудования для спуско-подъёма колонны труб под давлением из-за несовершенства низкой производительности и неэкономичности нашли применение в основном только при проведении аварийных работ.

Во второй половине XX столетия, благодаря использованию серийного гидрооборудования и накопленному опыту проектирования гидроприводов различных нефтепромысловых механизмов, удалось разработать образцы установок, отвечающих современным требованиям технологии бурения и ремонта скважин под давлением. Однако, использование установок с непрерывными трубами (УНТ) полностью не решает проблему спуска-подъёма труб под давлением, так как УНТ можно использовать только для бурения скважин среднего и малого диаметров, в виду того, что максимальный наружный диаметр гибкой трубы не превышает 60,3мм. Кроме того, для крепления скважин, в настоящее время, применяются только свинчиваемые и стыкосварные трубы. Поэтому проблема спуско-подъёмных операций при бурении и креплении скважин при избыточном давлении на устье остаётся актуальной и требует скорейшего решения.

Из обзора исследований по вскрытию продуктивных пластов на репрессии и депрессии следует:

- бурение на ОПД является единственной, в настоящее время, технологией, позволяющей сохранить в процессе первичного вскрытия естественные фильтрационно-ёмкостные свойства продуктивного пласта при одновременном повышении скорости бурения;

- имеющаяся в литературных источниках информация, в основном, посвящена эффективности способа бурения на ОПД и, весьма, мало содержит данных о технике и технологии;

- наиболее сложной нерешённой в должной мере проблемой является сохранение естественных фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивного пласта при заканчивании скважин;

- отсутствуют рекомендации по проектированию и достижению в промышленных условиях депрессии на продуктивный пласт;

- в ОАО «СевКавНИПИгаз» разработаны и опробованы в промышленных условиях технологические схемы строительства газовых скважин на равновесии и депрессии. Однако отсутствуют рекомендации по технологическим схемам, конструкции и параметрам оборудования для бурения нефтяных скважин на ОПД.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Аммян В.А., Аммян А.В., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. –М. : Недра, 1980. –375 с.
- 2 Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. –М. : Недра, 1974. – 200с.
- 3 Технология поинтервального гидравлического разрыва пласта / П.С. Васильев, А.Д. Голиков, Н.С. Горохов и др. – М. : Недра, 1964. – 131с.
- 4 Гиматудинов Ш.К. Исследование зависимости нефтеотдачи неоднородных пористых сред от капиллярных свойств пластовых систем и условий вытеснения нефти водой. Дисс. канд. техн. наук – М. : 1964. - 192с.
- 5 Жигач К.Ф., Паус К.Ф. Влияние промывочных жидкостей на проницаемость кернов. – Нефтяное хозяйство, 1957, №11, с. 11-13.
- 6 Котяхов Ф.И. Влияние воды на приток нефти при вскрытии пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 72с.
- 7 Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пластов. – М. : Недра, 1970. – 309с.
- 8 Гетлин К. Бурение и заканчивание скважин. – М. : Гостоптехиздат, 1963. – 519с.
- 9 Вскрытие продуктивного пласта с промывкой пеной на истощенных газовых месторождениях в условиях замкнутой герметизированной системы циркуляции. - /Тагиров К.М., Лобкин А.Н., Нифантов В.И. и др. //Э.И Сер. Геология, бурение и разработка газовых месторождений. –М.: ВНИИГазпром, 1980. –вып. 16. –с 5 – 9.
- 10 Нифантов В.И. Разработка методов вскрытия продуктивных пластов при строительстве и ремонте газовых скважин в осложнённых горно-геологических условиях. Дисс...докт. техн. наук – Ставрополь, 2001. – 400с.