

Многозабойные скважины являются дальнейшим развитием технологии наклонно-направленного и горизонтального бурения. Под многозабойными скважинами понимаются скважины, имеющие в нижней части основного ствола разветвления в виде двух или более протяженных горизонтальных, пологонаправленных или волнообразных стволов, у каждого из которых интервал вскрытия продуктивного пласта, как правило, в два раза и более превышает толщину пласта. По форме выполнения дополнительных стволов и их пространственному положению различают следующие виды многозабойных скважин: разветвленные наклонно-направленные, горизонтально разветвленные и радиальные скважины. Разветвленные наклонно-направленные скважины состоят из основного ствола, обычно вертикального, и дополнительных наклонно-направленных стволов. Горизонтально разветвленные скважины – это разновидность разветвленных наклонно направленных скважин, так как их проводят аналогичным способом, но в завершающем интервале дополнительного ствола его зенитный угол увеличивают до 90° и более. У радиальных скважин основной ствол проводят горизонтально, а дополнительные – в радиальном направлении. Выбор формы разветвления скважин зависит от литологической характеристики и толщины продуктивного пласта, наличия или отсутствия над ним пластов, требующих изоляции. Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания зависят от пластового давления, режима движения жидкостей в пласте и применяемых мер по поддержанию пластового давления. Профили стволов, их длина и число ответвлений зависят от толщины пласта, литологии, распределения твердости пород, степени неоднородности продуктивного пласта, степени устойчивости разреза.

Многоствольные скважины или кустовое бурение – сооружение скважин, в основном наклонно-направленных, устья которых группируются на близком расстоянии друг от друга с общей ограниченной площадки, а забой вскрывают продуктивный горизонт в заданных точках в соответствии с сеткой разработки. Отдельными кустами считаются группы из трех скважин и более, расположенные на специальных площадках и отстоящие одна от другой или отдельных скважин на расстоянии не менее 5 м. Под площадкой куста понимается участок территории, на котором расположены скважины, технологическое оборудование, а также бытовые и другие помещения, необходимые для производства работ. Размер площадки зависит от количества скважин в кусте и размещения специальной техники для ликвидации возможных аварийных ситуаций (пожары, открытые фонтаны и т.д.) Взаимное расположение скважин разнообразно и зависит от типа буровой установки, конструкции буровой вышки, способа перемещения бурового оборудования, противопожарных норм и обеспечения предполагаемых методов эксплуатации скважин.

#### Литература

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М., Технология бурения нефтяных и газовых скважин., 2001 г.– 676 с.
2. Вадецкий Ю.В., Бурение нефтяных и газовых скважин, М., 2003 г. – 352 с.
3. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник; Под ред. А.Г. Калинина. - М.: Недра, 1997. - 648 с
4. Сушон Л.Я., Емельянов П.В., Муллағалиев Р.Т. Управление искривлением наклонных скважин в Западной Сибири. - М.: Недра, 1988. - 124 с.
5. Кравец В. Год коренного перелома. - URL: <http://rogtecmagazine.com/ru/russian-drilling-market-paradigm-shift> . Дата обращения: 20.01.2016
6. Хасанов Р.А. Оптимизация бурения горизонтальных скважин: Конкурс работ «Управление производством - 2013».
7. Хисамов Р.С. Стратегия разработки месторождений на поздней стадии, перспективы добычи углеводородных ресурсов из нетрадиционных источников углеводородов в Республике Татарстан. - URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2015-01/10> . Дата обращения: 20.01.16
8. «Газпром нефть» утроила количество высокотехнологичных скважин за два года. - URL: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/1106731> . Дата обращения: 20.01.2016.

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ МОДЕЛИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ МНОГОЦИКЛОВОМ ГЛУШЕНИИ

А. М. Горшков<sup>1</sup>, Д. Н. Мезенцев<sup>2</sup>, А. В. Пестерев<sup>2</sup>

Научный руководитель, младший научный сотрудник лаборатории А. В. Пестерев

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

<sup>2</sup>Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, Томск, Россия

В процессе технологического ремонта скважин на месторождениях Томской области в качестве жидкостей глушения (ЖГ) применяют воду сеноманского горизонта, а также ЖГ на ее основе с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ). В процессе ремонта возможно поглощение ЖГ пластом, в результате чего возникает опасность нефтегазопрооявлений. В связи с этим, возникает необходимость закачки дополнительных объемов ЖГ. В результате увеличивается время пребывания ЖГ в скважине и, как следствие, усиливается водная блокада призабойной зоны пласта, что приводит к увеличению времени освоения скважины. Длительное воздействие ЖГ (дополнительные закачки) на проницаемость призабойной зоны в лабораторных условиях моделируется в серии многоцикловых глушений модели пласта.

Цель работы – исследование динамики восстановления проницаемости модели призабойной зоны пласта после повторных закачек водных жидкостей глушения.

Для фильтрационных экспериментов были отобраны образцы керна терригенных коллекторов верхнеюрских продуктивных пластов трех месторождений Томской области с проницаемостью по газу  $K_{пр по газу} = (17,1 \dots 42,6) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и коэффициентом открытой пористости по газу  $K_{пг} = 0,163 \dots 0,184$  д.е. Пластовая температура  $T_{пл} = 81 \dots 93^\circ$  С. В качестве ЖГ были использованы вода сеноманского горизонта без добавок и с гидрофобизатором Нефтенол К в количестве 0,2 %.

Фильтрационные исследования проводились на установке, позволяющей моделировать пластовые давление и температуру. Эксперимент состоял из трех последовательных циклов глушения каждый из которых включал следующие этапы: 1) определение проницаемости  $K_{np1}$  (мкм<sup>2</sup>) по нефти до закачки ЖГ; 2) закачка ЖГ в количестве трех поровых объемов в направлении противоположном фильтрации нефти с последующим выдерживанием в течение 24 часов; 3) вытеснение ЖГ нефтью с определением проницаемости  $K_{np2}$  (мкм<sup>2</sup>) по нефти при установившихся перепадах давления  $\Delta P = 0,05; 0,1; 0,3$  МПа. Повышенные перепады давления моделируют форсированные отборы жидкости, которые проводятся для снижения времени освоения скважины.

Динамику восстановления проницаемости по нефти оценивали по величине коэффициента восстановления проницаемости  $\beta$  (1):

$$\beta = \frac{K_{np2}}{K_{np1}} \quad (1)$$

В работе оценивали площадь удельной поверхности фильтрующих пор при заданном перепаде давления ( $S_{уд \phi}$ , м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>) по данным капилляриметрии. В допущении, что поровые каналы представляют собой набор капилляров разного диаметра, расчетная формула оценки эффективной (поверхность пор, не занятых остаточной водой) удельной поверхности порового пространства образца керна  $S_{уд}$  имеет вид (2):

$$S_{уд} = 2 \sum_{r_i}^{\eta} \frac{1}{r_i} (1 - K_{пг}) \quad (2)$$

где  $r_i$  – средний радиус пор фильтрации при заданном давлении вытеснения на капилляриметре, мкм;  $\eta_i$  – доля пор  $i$ -го радиуса, участвующих в фильтрации при данном давлении вытеснения, д. е.;  $K_{пг}$  – пористость образца по газу, д. е.

Результаты экспериментов по глушению водой сеноманского горизонта приведены на рисунках 1 а), 2 а) и 3 а). Установлено, что уже первое глушение водой сеноманского горизонта снижает проницаемость по нефти до 90 %. Объясняется это тем, что на поверхности фильтрующих пор формируется пленка рыхлосвязанной воды, которая уменьшает эффективное сечение каналов фильтрации.

Анализ зависимости показал, что с увеличением перепада давления, и соответственно площади удельной поверхности, наблюдается линейный рост коэффициента восстановления проницаемости. Такая тенденция связана с увеличением связности каналов фильтрации за счет вовлечения пор меньшего диаметра.

Последующие циклы глушения для всех рассмотренных месторождений не выявили какой-либо направленной тенденции изменения  $\beta$ . Так для месторождения 1 при  $\Delta P = 0,05$  МПа второй и третий циклы глушения снижают проницаемость по нефти, что, по-видимому, связано с увеличением толщины пленки воды на поверхности крупных фильтрующих пор образца керна. При перепаде давления 0,3 МПа для месторождений 1 и 3 лучший коэффициент восстановления получен на третьем цикле глушения. Для месторождения 2 влияние количества циклов глушения не выявлено, величина  $\beta$  изменяется в пределах погрешности эксперимента.

На рисунках 1 б), 2 б) и 3 б) представлены результаты экспериментов по глушению водой сеноманского горизонта с добавкой Нефтенол К. Введение в состав водной ЖГ добавки Нефтенол К препятствует формированию водной блокады и способствует восстановлению проницаемости по нефти, а в ряде случаев отмечается даже превышение исходной ( $K_{np1}$ ) проницаемости, т.е.  $\beta > 1$ .

Для месторождений 1 и 3 добавка гидрофобизатора при перепаде давления  $\Delta P = 0,05$  и 0,1 МПа повышает  $\beta$  практически в два раза по сравнению с водой сеноманского горизонта, при этом влияние количества циклов не выявлено. При  $\Delta P = 0,3$  МПа, как и для воды сеноманского горизонта, на третьем цикле глушения отмечено повышение коэффициента восстановления проницаемости, что может быть связано с формированием тонкодисперсной водонефтяной эмульсии в мелких фильтрующих порах, которая на последнем цикле валом вытесняется нефтью.

На керне месторождения 2 добавка Нефтенол К на первом цикле глушения не показала повышения проницаемости по сравнению с водой сеноманского горизонта. На втором цикле глушения добавка гидрофобизатора повысила  $\beta$  в два раза. После третьего глушения было отмечено снижение проницаемости по нефти, причем с повышением перепада давления выраженность эффекта снижается. Такая динамика  $\beta$  объясняется тем, что концентрация гидрофобизатора в адсорбционном слое на поверхности пор во втором цикле глушения достигает величины близкой к максимальной и значительно превышает концентрацию ПАВ в растворе, на третьем цикле глушения оптимальная концентрация гидрофобизатора в адсорбционном слое пройдена и начинается вынос молекул ПАВ с поверхности пор. Следует отметить, что для керна месторождения 2 доля площади удельной поверхности фильтрующих пор, не превышает 40 %, в то время как для образцов месторождений 1 и 3 она составляет около 90 % и 70 %, соответственно.

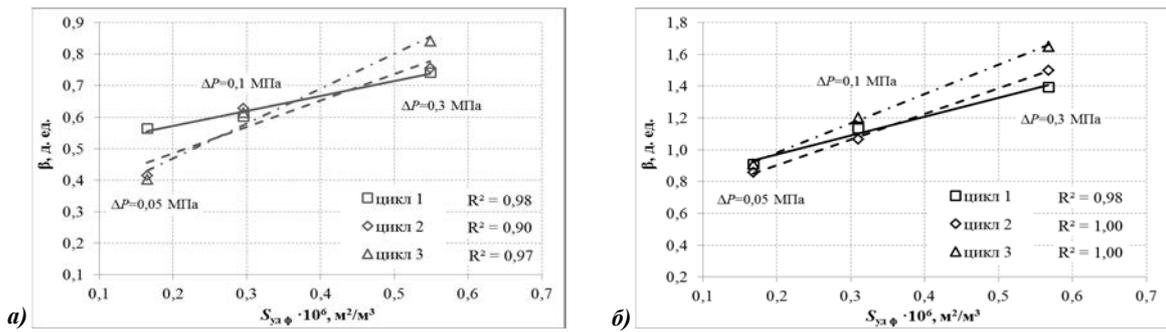


Рис. 1 Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от площади удельной поверхности фильтрующих пор для образца ядра месторождения 1 ( $T_{пл} = 92^\circ\text{C}$ ): а) для воды сеноманского горизонта; б) для Нефтенол К

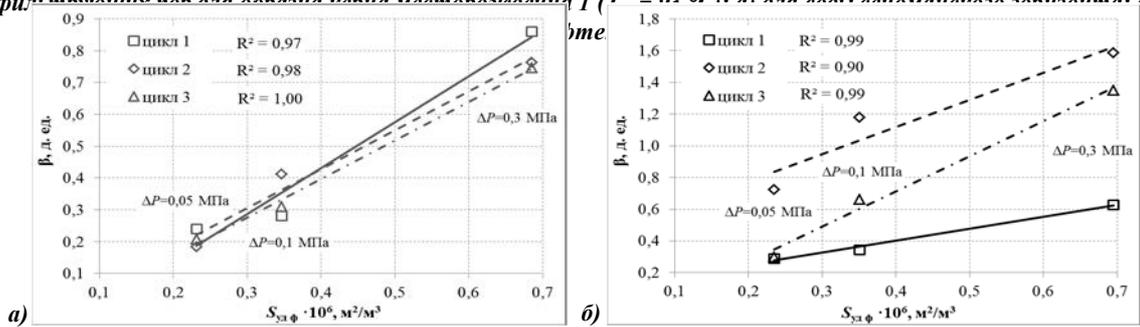


Рис. 2 Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от площади удельной поверхности фильтрующих пор для образца ядра месторождения 2 ( $T_{пл} = 92^\circ\text{C}$ ): а) для воды сеноманского горизонта; б) для Нефтенол К

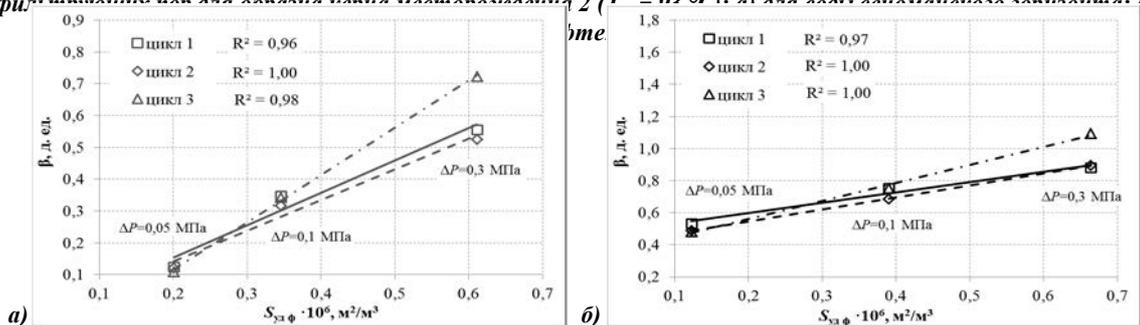


Рис. 3 Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от площади удельной поверхности фильтрующих пор для образца ядра месторождения 3 ( $T_{пл} = 81^\circ\text{C}$ ): а) для воды сеноманского горизонта; б) для Нефтенол К

Таким образом, при глушении скважины водой сеноманского горизонта наибольшее негативное влияние на коллекторские свойства оказывает первое глушение, влияние последующих циклов глушения менее выражено для всех рассмотренных месторождений. Однако можно полагать, что на месторождении дополнительные закачки жидкости глушения приведут к увеличению зоны пласта с пониженной проницаемостью для нефти. На керне месторождений 1 и 3 выявлена высокая эффективность добавки Нефтенол К независимо от количества циклов глушения. Для месторождения 2 рекомендуется проводить не более двух циклов глушения подряд.

## ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ СТРОИТЕЛЬСТВА «УМНЫХ» СКВАЖИН М.И. Губарев

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Запасы нефти в мире при нынешних темпах добычи (2% в год от мировых запасов), без обнаружения новых запасов и применения новых технологий добычи (при существующем приросте 0,8% в год от мировых запасов), могут быть исчерпаны в течение 50-70 лет. Россия обладает 25% мировых рентабельных ресурсов нефти, расположенных в основном в Западно-Сибирском и Лено-Тунгусским нефтегазоносных бассейнах.