

ВЛИЯНИЯ НЕСОВЕРЩЕНСТВА СКВАЖИН НА РЕЗУЛЬТАТЫ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

Эрматов Н.Х.-доцент, **Турдиев Ш.Ш.** -ассистент, **Мухаммадиев Х.М.** -ассистент, **Худоёров Х.С.** -магистрант кафедры «РиЭНГМ» (КарИЭИ).

Мақолада Фарбий Ўзбекистондаги нефть ва газ конларининг маҳсулдор қатламларининг асосий геологик фарқ қилувчи кўрсаткичлари кўрсатилган. Бажарилган ҳисоблашлар ва таҳлил натижасида геологик омилларни қатламларни турли тешигичлар билан очиш сифатига таъсири ўрнатилган.

Калит сўзлар: кон, горизонт кудуқ, қатлам, қатламча, тур, тешгич, дебит, бўлинганлик, геологик, шароит, маҳсулдорлик, сифат, даража.

Во исполнение задач, определенных Статечией действий по пяти приоритетным направлениям развития Республики Узбекистан в 2017-2021 годах, разработанной по инициативе Президента Республики Узбекистан Шавката Мирзиёева, в НХК «Узбекнефтегаз» принята программа по увеличению добычи углеводородного сырья на 2017-2021 годы.

На сегодняшний день в Узбекистане основными объектами, обеспечивающими около 80% всей добычи нефти являются нефтегазоконденсатные месторождения Бухоро-Хивинского нефтегазоносного региона. На долю этих месторождений приходится 57% текущих балансовых запасов нефти Республики Узбекистан.

Особенности распределения запасов нефти в подгазовых нефтяных залежах Бухоро-Хивинского нефтегазоносного региона связано с тем, что они приурочены к тонким нефтяным оторочкам толщиной от 10-12 м, с большим запасом газа и подстиляющей подошвенной водой. Эти особенности геологического строения подгазовых нефтяных залежей требуют особого подхода к процессу вскрытия пласта с целью обеспечения эффективной эксплуатации скважин.

Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах является одним из наиболее важных операций заключительного процесса строительства скважин. От ее результатов зависит степень гидродинамической связи пласта со скважиной, коэффициент продуктивности и изменения показателей его эксплуатации.

Применяемые в настоящее время кумулятивные, пулевые, торпедные и гидропескоструйные перфораторы сильно различаются по геолого-физическим условиям их эффективного использования, таких как толщина и глубина залегания продуктивного пласта, температура и начальное пластовое давление, типа, фильтрационно-емкостных и механических свойств коллектора и др.

Анализ результатов исследований показывает, что в общем случае при вскрытии пластов перфорацией необходимо преодолеть слой скважинной жидкости (5 – 10 мм), стенку стальной трубы (6 -12 мм), толщину цементного камня (25 -50 мм и более), а также толщину зоны призабойной закупорки коллектора, которая в зависимости от типа коллектора и влияния на него отрицательных факторов вскрытия бурением может находиться в пределах от 40 – 50 до 100 – 150мм и более.

В зависимости от геолого-физических условий залежей и геодинамического напряжения в пласте существующие типы перфораторов обеспечивают каналы фильтрации диаметром от 9 до 100мм с длиной от 115 до 500 мм. Изменение диаметра и длины пробиваемого канала в таких больших диапазонах приводит к различным результатам отличающихся по степени гидродинамической связи пласта со скважиной /1,2/.

Основные продуктивные горизонты (XV, XV–ПР, XV–Р, XV–НР) месторождений Западного Узбекистана значительно отличаются по их глубине залегания, начальному

пластовому давлению и температуре, коллекторским и механическим свойствам пород коллекторов, геологической неоднородности, которые оказывают существенное влияние на выбор вида перфорации и результаты их применения

Анализ существующих методов расчетов показывают, что способ перфорации а пласта влияет на дебит только через коэффициент несовершенства скважины в зависимости от количества перфорационных отверстий на 1м толщины пласта, глубины проникновения пуль в породу и диаметра отверстий /2,3/.

По мере увеличения степени вскрытия пласта дебиты скважин с открытым забоем естественно увеличивается. Для XV–P горизонта дебит скважины при степени вскрытия пласта 0,1 и 1,0 составляет 73,4 и 350,8 т/сут (увеличение более 4,7 раза), а для скважин XV–HP горизонта при тех же величинах вскрытия пласта 14,3 и 73,5 т/сут. (увеличение более 5,1 раза). Однако из-за высокой расчлененности горизонта и относительно худшей фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов дебит скважины XV-HP горизонта 5,1 раза ниже чем в скважинах X-P горизонта при относительной вскрытии пласта равной 0,1. Несмотря увеличения абсолютной разности дебитов скважин этих горизонтов и соотношение немного снижается по мере роста степени вскрытия пласта.(рис.1)

Анализ результатов расчёта дебита скважин XV-P и XV HP горизонтов и их геолого-физических условий показывают, что при сопоставимых величинах практически всех параметров влияющих на дебиты скважин эти горизонты резко отличаются по значению коэффициента расчлененности (коэффициенты песчанности). Можно полагать что именно это различие в геолого-физических условиях горизонтов XV-P и XV-HP предопределяет резкое отличие в дебитах скважин.

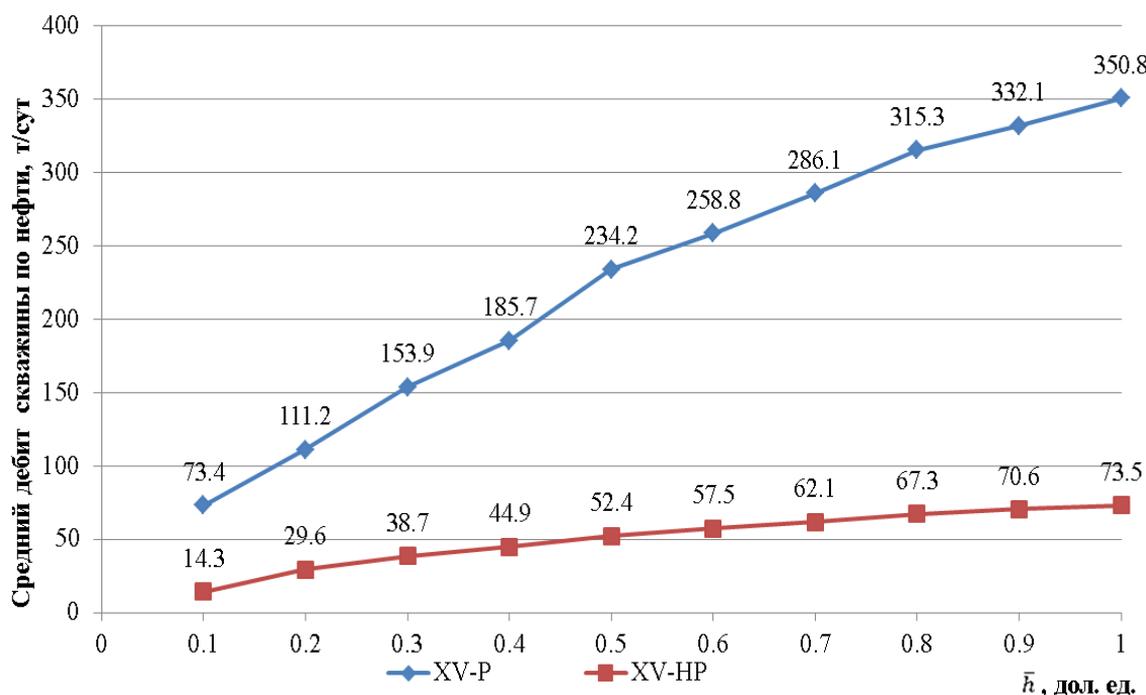


Рис.1. Изменение дебита скважины по нефти XV–P (1) и XV–HP (2) горизонтов в зависимости от степени вскрытия пласта при $C_2=0$.

Данный вывод хорошо согласуется с результатами исследований приведенной в работе /4/. Как видно из рис.2 с увеличением количества перфорированных пластов (поропластов) резко уменьшается доля работающих пластов (поропластов). Если перфорирован один единый пласт (условия X V-P горизонта) практически работает весь интервал (98,2%), а при увеличении количество поропластов в интервале перфорации до 6 (условия X V-HP горизонта) доля работающего интервала уменьшается до 29,2%.

На рис.3 приведены результаты расчётов дебита скважины XV-P горизонта при осредненных параметрах пласта и основных характеристиках применяемых в настоящее

время перфораторов, в зависимости от степени вскрытия толщины пласта. При относительно не большой степени вскрытия пласта ($\bar{h} = 0,1-0,2$) перфорация скважины различными типами перфораторов, такие как кумулятивные бескорпусные (ПКС-80Т), кумулятивные корпусные (ПКОТ-89), пулевые (ПВН-90) и гидropескоструйные дают практически одинаковые результаты. Например, при степени вскрытия пласта 10% ($\bar{h}=0,1$) дебит нефти средней скважины изменяется в пределах от 65,5 до 67,9 т/сут, при $\bar{h} = 0,2$ – от 95,2 до 100,1 т/сут, а при $\bar{h} = 0,3$ – от 125,1 до 134,1 т/сут. При этом наименьшие дебиты будут получены при кумулятивной перфорации наибольшие дебиты при гидropескоструйной перфорации, а при пулевой перфорации получаем средний дебит между кумулятивной и гидropескоструйной перфорации.

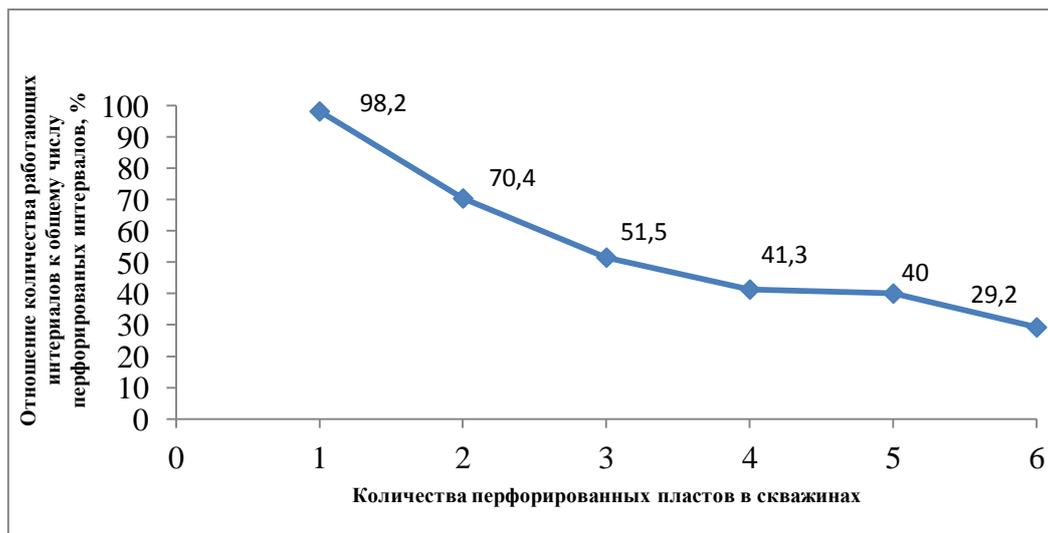


Рис.2. Зависимость количества работающих пластов от числа перфорированных пластов в скважине.

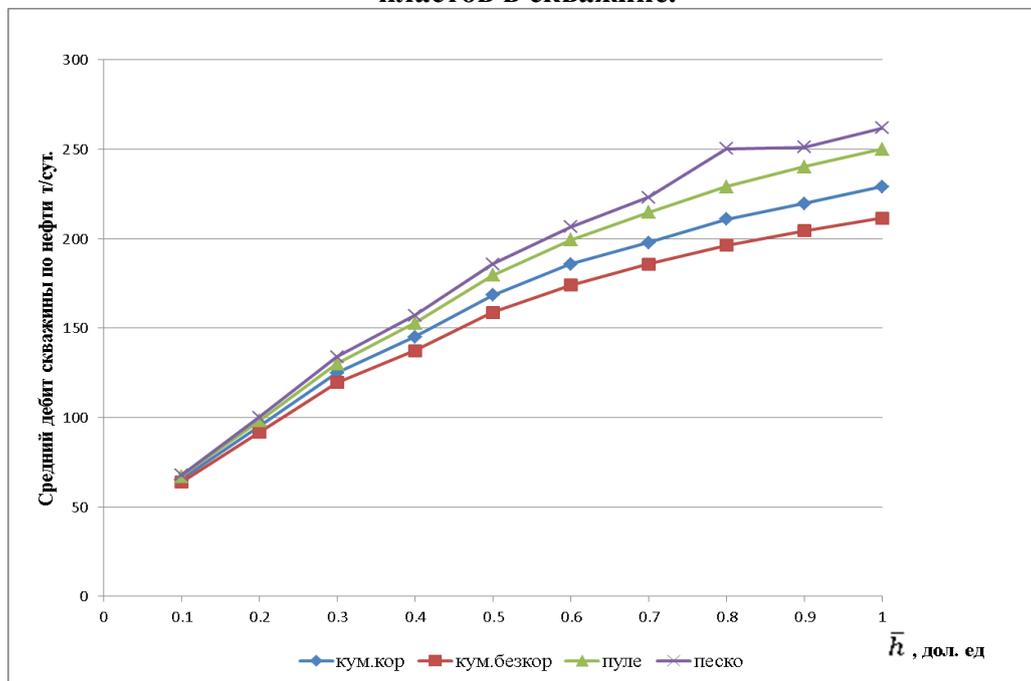


Рис. 3. Динамика дебита нефти средней скважины XV-Р горизонта в зависимости от степени вскрытия пласта.

При увеличении степени вскрытия пласта до $\bar{h}=0,5$ разница в дебите нефти средней скважины между кумулятивной (168,4 т/сут), пулевой (179,7 т/сут) и гидropескоструйной (185,8 т/сут) перфорацией составляет 17,4 и 6,9 т/сут соответственно, а при $\bar{h}=1,0$ это разница увеличивается до 32,7 и 11,8 т/сут.

Результат аналогичных расчётов для средней скважины XV-НР горизонта приведена на рис.4. Из него видно, что из-за относительно низких продуктивных характеристик данного пласта дебита средней скважины 4-5 раза меньше в сравнении с XV-Р горизонтом. Однако, результаты относительной эффективности различных типов перфораторов идентичны. Естественно, что из-за низкого дебита скважин разница между ними при различных видах перфорации также небольшая. Например, при степени вскрытия пласта $\bar{h}=0,1$ разница в дебите нефти средней скважины XV-НР горизонта при кумулятивной равна 15,5 т/сут, пулевой-16,4 т/сут, а при гидropескоструйной-18,8 т/сут, т.е. разница в дебитах при различных перфорации пласта изменяется от 2,4 до 3,3 т/сут. При увеличении степени вскрытия пласта дебит скважины также возрастает, но относительно небольшими темпами, чем в скважинах XV-Р горизонта. Например, при степени вскрытия пласта $\bar{h}=0,1$ разница в дебите нефти средней скважины при различных видах перфорации изменяется в диапазоне от 2,5 до 10,5 т/сут.

В результате проведенных расчётов и сопоставительного анализа их результатов, можно заключить что гидropескоструйная перфорация по всей диапaзоне рассмотренных геолого-физических условий XV-Р и XV-НР горизонтов обеспечивает увеличение дебита скважины по сравнению с кумулятивными и пулевыми перфораторами. При этом наибольший эффект (прирост дебита скважины) достигается в высокопродуктивных пластах и относительно больших степенях вскрытия продуктивного пласта. С уменьшением продуктивных характеристик пласта (проницаемости, коэффициента продуктивности) и степени его вскрытия эффект от применения гидropескоструйной перфорации снижается.

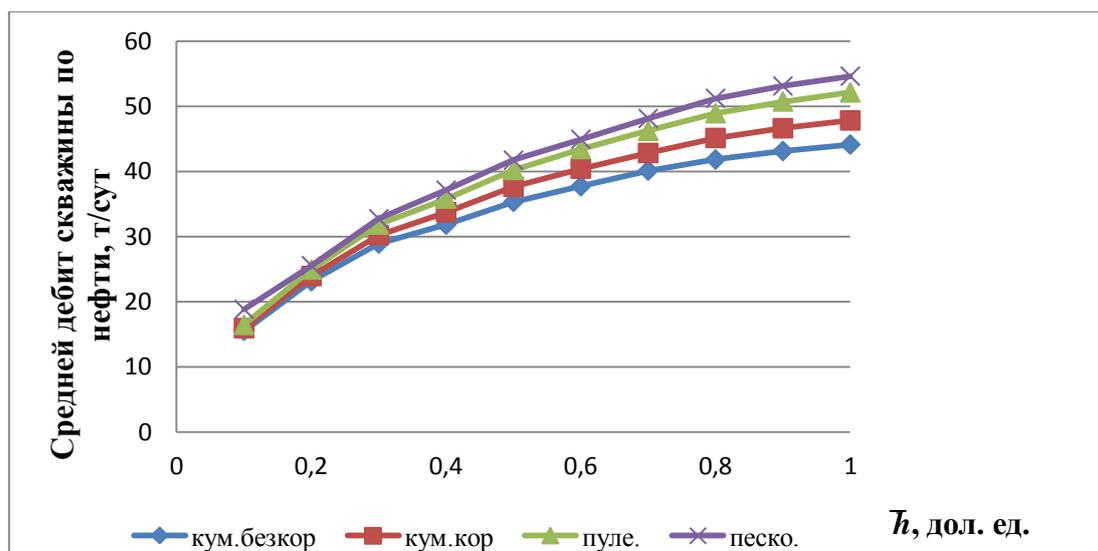


Рис. 4. Динамика дебита нефти средней скважины XV-НР горизонта в зависимости от степени вскрытия пласта

Литература

1. Оркин К.Г., Юрчук А.М. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. –М.: Недра, 1967. –380 с.
2. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. –М.: Изд-во «НЕФТЬ И ГАЗ» РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, 2008. –296 с.
3. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. –М.: Недра, 1983. –510 с.
4. А.Х. Каршиев, А.А. Агзамов, Х.М. Мухаммадиев. Оценка степени гидродинамической связи продуктивного пласта с призабойной скважин. // «Иктисодиётни модернизация кили шва технологик янгиллаш шароитида фан –таълим ишлаб чикариш интеграциясини ривожлантириш муаммолари ва ечимлари». – г.Карши, 2015 г.

Аннотация

В статье показаны основные отличительные геологические параметры основных продуктивных горизонтов нефтяных газовых месторождений Западного Узбекистана. Проведенными расчетами и анализом установлено влияния геологических факторов на количество вскрытия пластов различными перфораторами.

Ключевые слова: месторождение, горизонт, скважина, пласт, пропласток, тип, перфоратор, дебит, расчлененность, геологическое, условие, продуктивность, качество, степень.