УДК 622.276.031.011.43

А.В.ПЕТУХОВ, *д-р геол.-минер. наук*, *профессор*, *Petukhov@spmi.ru*; *AV_Petukhov@mail.ru*
Санкт-Петербургский государственный горный институт (*технический университет*)
А.А.ПЕТУХОВ, *мастер по исследованию скважин*, *A.Petukhov@gtn.ltg.gazprom.ru*; *alexey2096@mail.ru*
Ленинградское управление подземного хранения газа ООО «Газпром ПХГ»

A.V.PETUKHOV, *Dr. in geol. & min. sc.*, *professor*, *Petukhov@spmi.ru*; *AV_Petukhov@mail.ru*
Saint Petersburg State Mining Institute (*Technical University*)
A.A.PETUKHOV, *foreman*, *A.Petukhov@gtn.ltg.gazprom.ru*; *alexey2096@mail.ru*
Leningrad Board of underground gas storage of «Gazprom PHG»

ИЗУЧЕНИЕ ДЕФОРМАЦИОННЫХ, ПРОЧНОСТНЫХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ НИЖНЕЧУТИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ СОЗДАНИИ ДЕПРЕССИИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Установлено, что основными причинами изменения проницаемости коллекторов Нижнечутинского месторождения являются капиллярные давления и упругие напряжения, возникающие при создании депрессии. Показано, что для уменьшения касательных напряжений в призабойных зонах скважин целесообразно нарезать вертикальные щели в открытых стволах скважин.

***Ключевые слова*:** проницаемость, коллектор, месторождение нефти, капиллярные давления, касательные напряжения, депрессия, открытый ствол скважины.

RESEARCH OF DEFORMATION, STRENGTH AND FILTRATION CHARACTERISTICS OF NIZHNECHUTINSKOE OIL FIELD'S RESERVOIRS IN CASE OF DEPRESSION MAKING IN THE PROCESS OF OILWELLS EXPLOITATION

It is determined that main reasons of permeability reservoirs decrease in Nizhnechutinskoe oil field are capillary pressures and elastic stresses, appearing at depression making. It is displayed that to reduce tangential stresses in oil bearing reservoirs it is expedient to make vertical slits in oilwells' open holes.

***Key words*:** permeability, reservoir, oil field, capillary pressures, tangential stresses, depression, open hole of well.

Ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) имеет место практически при любых условиях завершения строительства скважин и зависит от различных факторов. Традиционно считается, что основным из них является загрязнение ПЗП в результате проникновения в пласт фильтрата и твердой фазы бурового раствора. Для предотвращения этого явления основное внимание уделяется использованию буровых растворов, минимально снижающих проницаемость призабойной зоны. С этой же целью в последнее время используется бурение на равновесии или депрессии [4].

В то же время изучению капиллярных сил и напряжений, возникающих в ПЗП

скважины в процессе ее бурения, освоения и эксплуатации, и их роли в изменении фильтрационных свойств ПЗП исследователи уделяют недостаточное внимание. Однако, как показывает практика, капиллярные давления и рост нагрузки на скелет породы-коллектора при создании депрессии и снижении пластового давления в процессе отбора жидкости и газа приводят к возникновению дополнительных фильтрационных сопротивлений и к концентрации избыточных напряжений в ПЗП, что значительно осложняет движение флюидов. Особенно активно эти силы проявляются при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти, связанных с низкопроницаемыми глинистыми коллекторами. При этом проницаемость коллекторов в ПЗП может снижаться в несколько раз. Поэтому для вовлечения таких запасов в активную разработку необходимы всесторонние исследования, в том числе с использованием математического и физического моделирования капиллярных сил и напряжений, возникающих в ПЗП скважин.

Одним из таких объектов с трудноизвлекаемыми запасами является Нижнечутинское месторождение нефти, расположенное в Тимано-Печорской провинции. Нижнечутинское месторождение по величине извлекаемых запасов нефти относится к категории крупных, а по особенностям геологического строения – к категории сложных.

В пределах Нижнечутинского месторождения в процессе разведки выявлены три продуктивных пласта: II, А и I, связанные с песчаниками тиманского горизонта верхнего девона, залегающими на глубине 30-220 м.

Основные запасы нефти Нижнечутинского месторождения связаны с I пластом. Пласт I содержит среднюю по плотности (0,856 г/см^3) нефть, которая практически не содержит растворенного газа. Литологически пласт I представлен чередованием многочисленных прослойков тонкозернистых песчаников, алевролитов и глин. Глубина залегания 30-120 м. Общая толщина пласта 45-50 м, нефтенасыщенность – 10-15 м. Несмотря на высокую пористость (более 20 %), проницаемость пласта I низкая и из-за небольшого размера пор не превышает 130×10^{-3} мкм^2. В настоящее время Нижнечутинское месторождение находится в процессе доразведки и опытно-промышленной разработки. На территории месторождения пробурено 28 поисковых и разведочных скважин, а также 38 наклонно направленных и вертикальных эксплутационных скважин в пределах двух опытно-промышленных участков для разработки пласта I.

Известно, что если пористая среда насыщена двумя несмешивающимися жидкостями и достигнута некоторая предельная остаточная насыщенность среды по одной из них, то фазовая проницаемость для последней равна нулю [3]. Это означает, что остаточная жидкость разбивается в поровых каналах на отдельные, не связанные друг с другом капли и скопления, которые изолированы (окружены со всех сторон жидкостью противоположной фазы) и неподвижны при ее фильтрации в равновесных условиях. И это при том, что объемное содержание остаточной нефти в порах может быть довольно высоким. Учитывая то, что коэффициент нефтенасыщения пласта I относительно низкий и в среднем составляет 0,58, капиллярные явления в нем наиболее значительны. В мелкозернистых песчаниках и алевролитах пласта I сила, действующая на границе раздела фаз и проявляющаяся в возникновении так называемого капиллярного давления, несомненно, является важной силой, действующей в ПЗП при существующих скоростях фильтрации многофазного потока. В таких условиях капиллярное давление – это одно из основных свойств породы-жидкости при многофазных течениях, так же как пористость и проницаемость – основные свойства в условиях однофазного потока.

Для изучения влияния капиллярного давления на продуктивность скважин Нижнечутинского месторождения были проведены специальные петрофизические исследования керна, определены относительные фазовые проницаемости для нефти и воды, а также выполнены расчеты и построен график зависимости капиллярного давле-

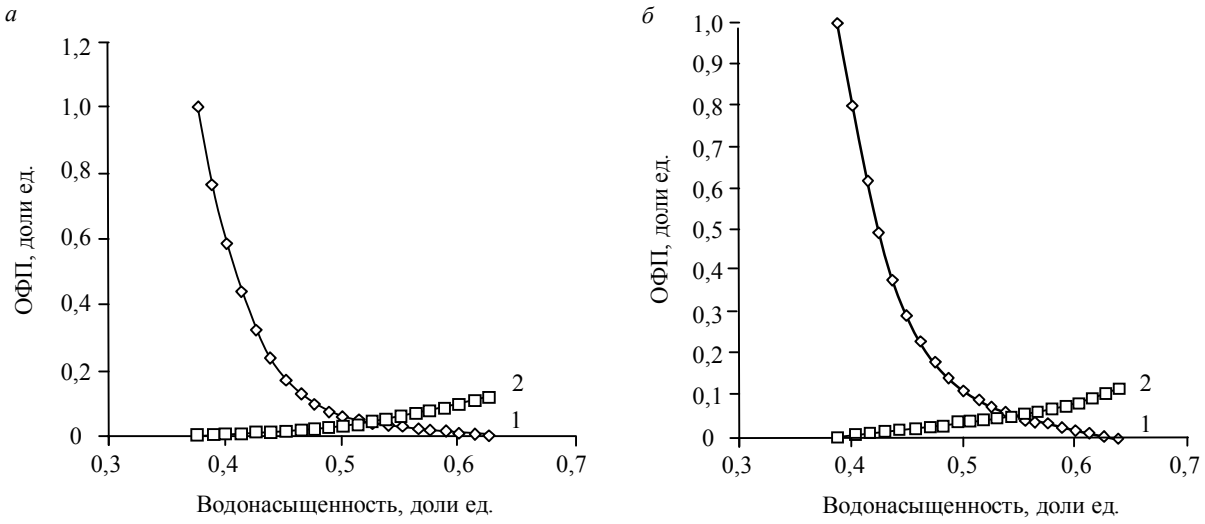


Рис.1. Кривые ОФП для песчаников пласта I: *а* – по данным электрометрии; *б* – на основании опытов по вытеснению нефти водой

1 – нефть; 2 – вода

ния от степени нефтенасыщенности песчаников пласта I [2].

Относительная фазовая проницаемость была оценена двумя способами: по данным электрометрии и при вытеснении нефти водой. Приведем методику и результаты экспериментального получения кривых относительной фазовой проницаемости (ОФП) пород-коллекторов пласта I верхнего девона Нижнечутинского месторождения различными способами. Для определения ОФП по данным электрометрии была использована методика расчета ОФП по замерам удельного электрического сопротивления (УЭС) полностью и частично водонасыщенного образца (Pirson S.L., Netthe K.P., 1964). Результаты определения ОФП песчаников тиманского горизонта (пласт I) по данным электрометрии и графики зависимостей $K_{\text{пр.в}} = f(K_{\text{в}})$ и $K_{\text{пр.н}} = f(K_{\text{в}})$ приведены на рис.1.

На графике (рис.1, *а*) характерные точки соответствуют границам одно- и двухфазного потоков. В песчаниках с газопроницаемостью 0,033 мкм^2 границы двухфазного потока контролируются значениями водонасыщенности, равными 42 и 65 %, а при $K_{\text{в}} > 65$ % возможен только приток воды. Область двухфазного потока значением $K_{\text{в}} = 60$ % также разделяется на две части. В интервале водонасыщенности 42-60 % большую долю потока будет составлять несмачивающая фаза, а при $K_{\text{в}} = 60$-65 % – вода. Равновесное значение относительной фазовой проницаемости песчаников пласта I для нефти и воды равно 5 % при водонасыщенности 60 %.

Для определения кривых ОФП при вытеснении нефти водой опыт проводился следующим образом. Из нефтенасыщенной составной модели, содержащей остаточную воду, нефть вытесняется водой. При этом в процессе вытеснения регистрируется во времени расход нагнетаемой воды $q(t)$, объем вытесненной нефти $V_{\text{н}}(t)$ и воды $V_{\text{в}}(t)$ во времени и перепад давления на образце $\Delta p(t)$. На основании замеренных параметров рассчитывалась фазовая проницаемость и соответствующая ей насыщенность. Методика построения кривых ОФП на основании опытов по вытеснению нефти водой базируется на выводах теории нестационарной двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей Баклея – Леверетта. Эксперименты проведены на двух составных моделях из единичных образцов песчаника пласта I с газопроницаемостью 0,019 и 0,040 мкм^2. Результаты определения ОФП и графики зависимости $K_{\text{пр.в}} = f(K_{\text{в}})$ и $K_{\text{пр.н}} = f(K_{\text{в}})$ приведены на рис.1, *б*.

На графике (рис.1, *б*) характерные точки соответствуют границам одно- и двухфазного потоков. В песчаниках пласта I с газопроницаемостью 0,019 и 0,040 мкм^2 границы двухфазного потока контролируются значениями водонасыщенности, равными 39 и 63 %, а при $K_в > 63$ % возможен только приток воды. Область двухфазного потока значением $K_в = 55$ % также разделяется на две части. В интервале водонасыщенности 39-55 % большую долю потока будет составлять несмачивающая фаза, а при $K_в = 55$-63 % – вода. Равновесное значение относительной фазовой проницаемости песчаников пласта I для нефти и воды равно 4 и 5 % при водонасыщенности 53 и 55 % соответственно. При сопоставлении кривых ОФП, полученных по данным электрометрии в процессе вытеснения нефти водой, обнаружена близость границ одно- и двухфазного потоков, а равновесные значения ОФП для нефти и воды практически совпали. Некоторое смещение точки пересечения кривых ($K_{в.кр}$) в сторону меньших значений $K_в$ связано с увеличением вязкости нефти при температуре 8 °С. На основании полученных данных был построен график зависимости капиллярного давления от степени водонасыщенности пласта I Нижнечутинского месторождения.

На графике (рис.2) видно, что значение капиллярного давления для мелкозернистых песчаников и алевролитов Нижнечутинского месторождения при увеличении степени водонасыщенности продуктивных коллекторов может изменяться от 1 до 6,5 атм, что соизмеримо с пластовым давлением в пласте I, которое составляет 4-6 атм. Учитывая то, что величина депрессии при эксплуатации скважин Нижнечутинского месторождения, как правило, не превышает 3-5 атм, при достижении значения коэффициента водонасыщенности 0,74 фильтрация нефти вообще прекращается. Об этом свидетельствуют и графики относительной фазовой проницаемости, на которых видно, что при $K_в > 0{,}63$ % возможен только приток воды.

Таким образом, проведенные исследования показали, что капиллярное давление в условиях пласта I Нижнечутинского месторождения определяет остаточную нефтенасыщенность и коэффициент извлечения нефти данного объекта, и, в конечном счете, может способствовать снижению поступления нагнетательных скважин, а также продуктивности добывающих скважин при попадании в пласт воды и уменьшении степени его нефтенасыщенности.

Для изучения особенностей распределения упругих напряжений в ПЗП и их

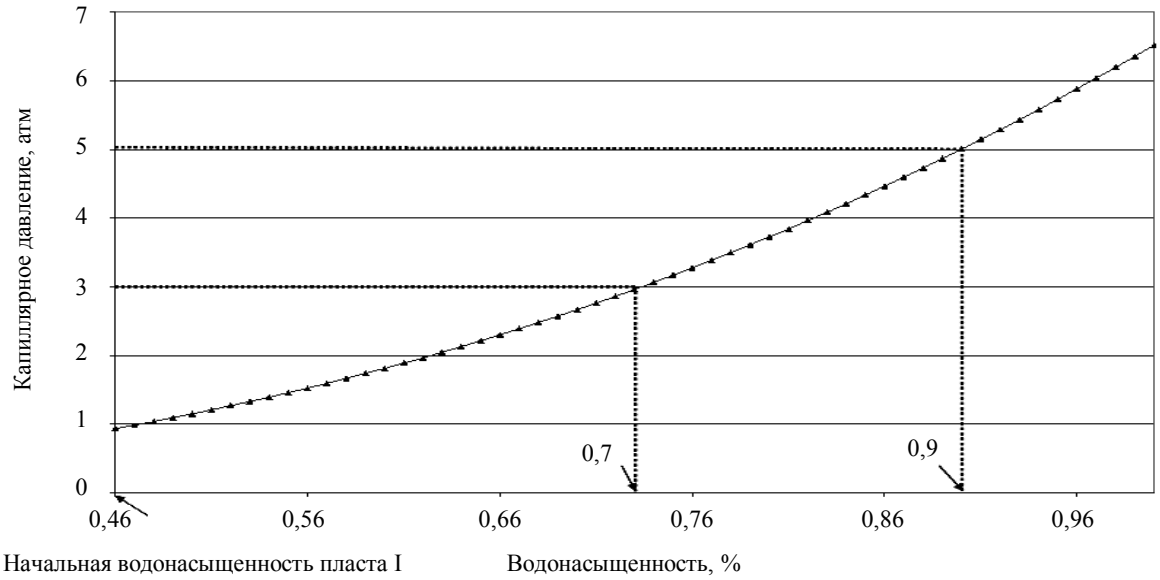


Рис.2. Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности пласта I Нижнечутинского месторождения. Пунктирные линии – границы изменения депрессии на пласт

Описание образцов породы из разведочных скважин Нижнечутинского месторождения, испытанных на ИСТНН

Номер скважины	Номер образца	Интервал отбора образцов, м	Глубина отбора образцов, м	Начальная проницаемость $k_{обр}$, мД	Литологическая характеристика
1ПР	14	72,7-73,9	–	Горизонтальная – 17	–
1ПР	34	80,0-86,5	–		–
1ПР	37	80,0-86,5	–	Горизонтальная – 1,5	–
3ПР	15	75,0-83,5	–	Горизонтальная – 0	–
7ПР	1а	103,0-113,0	105,48	Горизонтальная – 7	Алевролит
7ПР	3а	103,0-113,0	104,37	Вертикальная – 0	Алевролит
				Горизонтальная – 8	
8ПР	10а	115,4-121,0	112,4	Горизонтальная – 54	Песчаник
8ПР	11а	108,9-115,4	110,8	Вертикальная – 17	Песчаник
8ПР	12а	108,9-115,4	109,85	Горизонтальная – 22	Алевролит
8ПР	13а	133,4-140,5	138,6	Горизонтальная – 2020	Песчаник, трещина вдоль слоев

влияния на деформационные, прочностные и фильтрационные свойства коллекторов Нижнечутинского месторождения были использованы методы математического моделирования, а также проведена серия экспериментов в Институте проблем механики Российской академии наук (ИПМех РАН) на уникальной испытательной системе трехосного независимого нагружения (ИСТНН). ИСТНН представляет собой установку, состоящую из силового агрегата, маслонасосной станции с пультом управления, блока автоматического управления с обратной связью, измерительно-информационной системы.

Максимальные усилия при испытаниях могут достигать 2000 кг, максимальные деформации образца – 20 %. Эта установка позволяет на образцах породы в форме куба с ребром 40 или 50 мм воссоздавать любые напряженные состояния, возникающие в ПЗП в процессе бурения, освоения и эксплуатации скважин, и изучать их влияние на фильтрационные свойства породы. Проницаемость образца измеряется в течение всего процесса нагружения. Возможность управлять процессом нагружения либо по усилиям, либо по перемещениям по каждому из трех каналов позволяет реализовывать практически любую траекторию нагружения (деформирования) образца, включая процесс разрушения.

Для измерения проницаемости породы четыре грани образца покрывались непроницаемой тонкой пленкой, а две противоположные грани, через которые пропускался воздух, оставлялись свободными. Для моделирования поведения перфорационных отверстий в образцах по центру грани, соответствующей стенке скважины, просверливались сквозные отверстия диаметром 6 мм. До испытания на прессе измерялись начальные проницаемости всех образцов в плоскости напластования или в перпендикулярном направлении.

Всего, таким образом, было исследовано 10 образцов керна, отобранного в четырех разведочных скважинах Нижнечутинского месторождения. В таблице приведены данные об испытанных образцах.

Одним из основных достоинств испытательного стенда ИСТНН является возможность моделирования на нем истинных напряженных состояний и деформационных процессов, возникающих в породе в окрестности скважины и вблизи перфорационных отверстий на любой стадии бурения, освоения и работы скважины. Исходя из задач исследования деформационных свойств коллекторов Нижнечутинского месторождения и особенностей конструкции добывающих скважин, для реализации тестовых экспериментов на прессе была выбрана программа нагружения, соответствующая условиям необсаженного ствола скважины и открытого ствола скважины с предварительной перфорацией.

В связи с такой постановкой решаемой задачи, а также в соответствии с основными

теоретическими принципами распределения упругих напряжений внутри цилиндрической полости, заполненной водой [1], испытание образцов керна проходило в три этапа (рис.3).

Этап 1. Образец обжимался равномерно со всех сторон до напряжения, равного разности между значением горного q и пластового P_0 давлений (отрезок $0A$, рис.3). Точка A – напряжения, действовавшие в грунтовом скелете до пробуривания скважины.

Этап 2. На втором этапе нагружения (отрезки AB) одна компонента напряжения (S_3) продолжала расти, вторая (S_1) оставалась постоянной, а третья (S_2) убывала, причем нагрузка менялась таким образом, что среднее напряжение $S = (S_1 + S_2 + S_3)/3$ на всем протяжении этапа 2 сохранялось постоянным. Конечная точка этапа (B) отвечает состоянию, когда скважина пробурена и давление на забое равно пластовому.

Этап 3. На третьем этапе моделировался процесс понижения давления в скважине при ее освоении (отрезки BC, рис.3). При этом радиальное напряжение S_R в грунтовом скелете по мере роста депрессии оставалось практически равным нулю, а кольцевые и вертикальные напряжения росли, но вертикальное напряжение возрастало медленнее примерно в 2 раза. Соответственно изменялись компоненты напряжения S_1, S_2, S_3 в опыте.

Третий этап был последним и продолжался до тех пор, пока образец не разрушался, или не осуществлялась разгрузка образца для определения его проницаемости. Причем разгрузка осуществлялась точно в обратном порядке по отношению к программе нагружения образца.

В ходе всего опыта измерялась деформация образца в трех направлениях и регистрировалась его проницаемость.

В процессе проведения испытаний образцов керна из скважин Нижнечутинского месторождения на установке ИСТНН было выявлено, что при создании в образцах напряжений, возникающих в окрестности открытого ствола скважины или перфорационного отверстия, проницаемость породы резко уменьшалась при увеличении депрессии (иногда более чем в 5 раз). Это падение проницаемости было необратимым, и при снятии депрессии проницаемость не восстанавливалась.

Отсюда следует важный практический вывод, что при создании депрессий на забое скважин в процессе их освоения и эксплуатации вокруг скважин и перфорационных отверстий могут образовываться зоны, в которых проницаемость породы будет существенно понижена по сравнению с естественной проницаемостью пласта. Эти зоны будут играть роль своего рода барьеров, препятствующих поступлению жидкости из пласта в скважину. Проницаемость породы в указанных зонах, как показали опыты, с течением времени уменьшается, что должно приводить к постепенному снижению дебита скважины. Образование зон пониженной проницаемости носит необратимый характер, так что повышение давления на забое скважин не приводит к их исчезновению.

Причиной падения проницаемости породы при создании депрессии на забое скважины являются возникающие в породе касательные напряжения, которые приводят к тому, что содержащаяся в породе глина начинает деформироваться («течь»), заполняя естественные фильтрационные каналы и уменьшая проницаемость породы. Чем больше касательные напряжения, тем интенсивнее текучесть глины и значительнее падение проницаемости.

Для того чтобы не допустить указанное падение проницаемости породы в призабойной зоне пласта, необходимо уменьшить действующие в этой области касательные напряжения. Этого можно достичь путем выбора конструкции забоя и проведения предварительных технологических операций.

Наиболее эффективным на данный момент представляется нарезание вертикальных щелей в необсаженном участке ствола скважины. Вертикальные щели разгружают породу вокруг скважины в кольцевом направлении, уменьшая тем самым максимальные сжимающие напряжения.

На рис.4 показано распределение касательных напряжений в окрестности необсаженного участка ствола скважины при от-

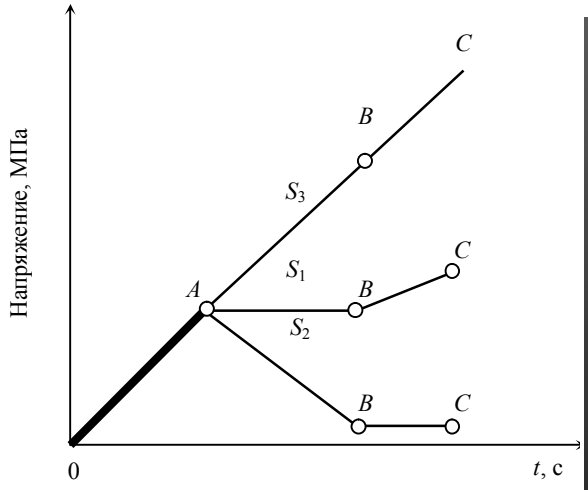


Рис.3. Программа испытаний при моделировании условий в ПЗП открытого ствола скважины

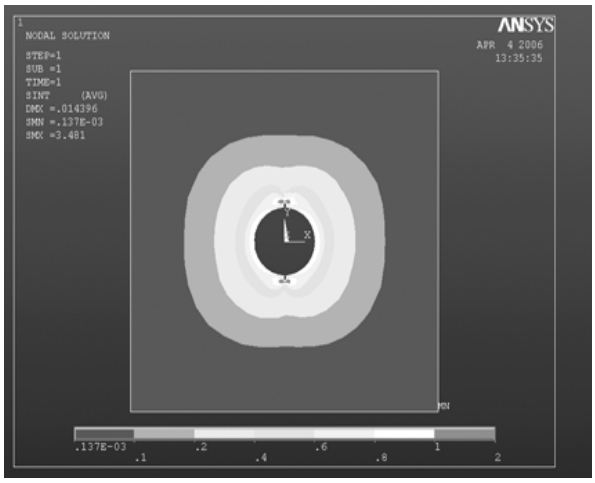
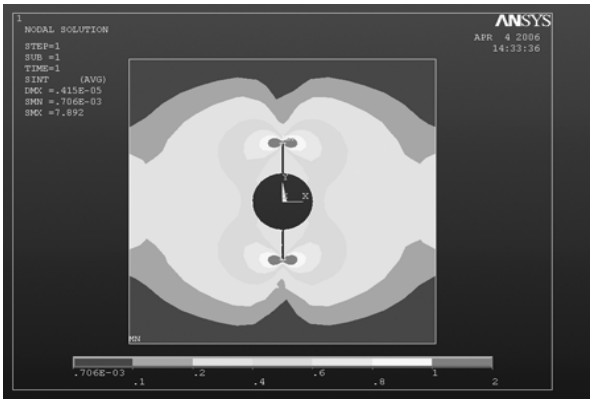


Рис.4. Распределение интенсивности касательных напряжений в окрестности открытого ствола скважины с двумя вертикальными щелями минимальной глубины – 0,1 $R_{скв}$

а



б

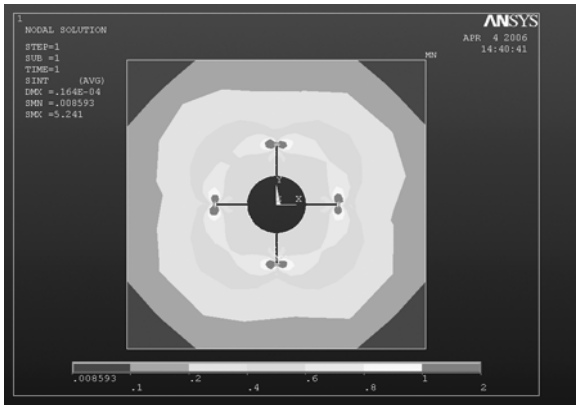


Рис.5. Распределение интенсивности касательных напряжений в окрестности открытого ствола скважины с двумя (*а*) и с четырьмя (*б*) вертикальными щелями. Глубина равна радиусу скважины

сутствии вертикальных щелей. На рисунке в области светлых зон действуют высокие касательные напряжения и, как следствие, происходит падение проницаемости породы. Скважина окружена низкопроницаемой «пробкой», толщина которой составляет примерно 50 % радиуса скважины.

Нарезание вертикальных щелей существенно меняет ситуацию. На рис.5, *а* показано полученное путем численного расчета распределение касательных напряжений в окрестности необсаженной скважины с двумя диаметрально противоположными вертикальными щелями. Глубина щели равна радиусу скважины. Из рисунка видно, что щели практически в 2 раза снижают действующие на контуре скважины касательные напряжения, а зоны пониженной проницаемости значительно уменьшаются в размере и отодвигаются в глубь пласта. Такая же картина будет иметь место даже при максимальных депрессиях. Таким образом, наличие двух вертикальных щелей существенно улучшает ситуацию и должно обеспечить более высокий дебит скважины. Дальнейшее увеличение количества нарезаемых вертикальных щелей не только не улучшает ситуацию, а наоборот, ухудшает ее. На рис.5, *б* показано распределение касательных напряжений вокруг скважины с че-

тырьмя вертикальными щелями. Несмотря на то, что непосредственно вблизи скважины порода разгружена, на расстоянии примерно двух радиусов от центра скважины развивается замкнутая зона пониженной проницаемости, которая также будет играть роль экрана, существенно снижающего дебит скважины.

Необходимо также подчеркнуть, что нарезание двух вертикальных щелей необходимо производить не допуская снижения давления на забое скважины, т.е. до освоения скважины. В противном случае вблизи скважины возникнут большие касательные напряжения, которые вызовут необратимое ухудшение проницаемости породы в этой зоне пласта и, как следствие, падение дебита скважины.

В ходе опытов был обнаружен еще один механизм, который может приводить к постепенному снижению дебита скважин. Он связан с влиянием пресной воды на деформационные свойства продуктивных пород. Оказалось, что пропитанные водой образцы сильно увеличивались в объеме, разбухали и при испытаниях на установке ИСТНН более активно деформировались. Это проявлялось в том, что при постоянной нагрузке, отвечающей неизменной депрессии, образцы ползли с постоянной скоростью, причем с увеличением депрессии увеличивалась и скорость ползучести. Применительно к скважинам это должно приводить не только к снижению проницаемости породы в ПЗП, но и к затеканию со временем перфорационных отверстий. Это предположение полностью подтвердило испытание пропитанного водой образца № 34 из скважины 1 ПР, в ходе которого просверленное в нем отверстие диаметром 8 мм полностью затекло.

Таким образом, вскрытие продуктивного пласта и все технологические операции, при которых возможно проникновение технологических жидкостей из скважины в пласт, нельзя проводить на пресной воде.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Лехницкий С.Г.* Теория упругости анизотропного тела. М.: Наука, 1977. 415 с.

2. *Петухов А.А.* Влияние капиллярного давления и коэффициента нефтенасыщенности на продуктивность скважин Нижнечутинского месторождения // 9-я международная молодежная научная конференци «Севергеоэкотех-2008»: материалы конференции (19-21 марта 2008 г., г.Ухта); УГТУ. Ч.2. Ухта, 2008. С.274-278.

3. Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия / В.П.Дыбленко, Р.Н.Камалов, Р.Я.Шарифуллин, И.Я.Туфанов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 381 с.

4. *Свалов А.М.* Двумерный анализ особенностей распределения упругих напряжений в приствольных зонах скважин // Газовая промышленность. 2006. № 2. С.34-36.

REFERENCES

1. *Lekhnitskiy S.G.* Theory of elasticity of anisotropic body. Moscow: Nauka, 1977. 415 p.

2. *Petukhov A.A.* Influence of capillary pressures and oil saturation ratio on wells production of the Nizhnechutinskoe field. Materials of IX International young people Scientific Conference «Severgeoecotekh-2008»; UGTU. Part 2. Ukhta, 2008. P.274-278.

3. *Dyblenko V.P., Kamalov R.N., Sharifullin R.J., Tufanov I.J.* Rise of productivity and well reanimation by implementation of vibration waves. Moscow: Nedra-Biznescentr. 2000. 381 p.

4. *Svalov A.M.* 2D-analysis of particular distribution tangential of near stresses wells' hole. Gazovaya Promyshlennost. 2006. № 2. P.34-36.