

## **УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ СНИЖЕНИЯ ОБЪЕМОВ ЗАКАЧКИ ВОДЫ И ВИБРАЦИЙ С УЧЕТОМ ПРИЛИВНЫХ ДВИЖЕНИЙ ЗЕМЛИ**

К.М. Мирзоев<sup>1</sup>, Н.В. Николаев<sup>1</sup>, А.А. Лукк<sup>1</sup>,  
А.В. Дещеревский<sup>1</sup>, В.К. Мирзоев<sup>2</sup>, А.И. Харламов<sup>3</sup>

1 – ИФЗ им. О.Ю. Шмидта РАН, 2 – ЗАО Кройл Инвест, 3 – ИО им. Ширшова РАН

В настоящее время многие высокопродуктивные месторождения нефти вступили в стадию падающей добычи, для которой стала характерной высокая обводненность добываемого флюида, когда дальнейшая разработка месторождения становится неэффективной. Тем не менее в пластах-коллекторах ещё остается около 50–80 % трудно извлекаемых запасов нефти. Поэтому разработка новых способов увеличения нефтеотдачи пластов и добычи нефти является исключительно актуальной задачей. Ее решение сегодня представляется возможным за счет снижения объемов закачки воды в скважины и применения вибраций с учетом лунно-солнечных приливов земной коры [2].

Приливные деформации, вызывающие периодические фазы расширения и сжатия трещин земной коры, предлагается использовать в качестве мощного природного насоса для интенсивного извлечения нефти из порового пространства в трещины во время их расширения и далее для продвижения по пути наименьшего сопротивления (преимущественно по трещинам) к добывающим скважинам во время их сжатия. Для этого предлагается применять циклическую и постепенно снижаемую по объемам закачку воды в скважины до 50-процентной и менее обводненности добываемого флюида на месторождениях, а также периодические вибрации нефтеносных пластов в соответствии с фазами лунно-солнечных приливов [3–7].

Разработанные технологии основаны на концепции исходной трещиноватости напряженной среды и приливных движений Земли. Известно, что горные породы обладают иерархически распределенной трещиноватостью, которая существует повсеместно [11, 12, 14 и др.]. Чем меньше размеры трещин, вплоть до мельчайших микротрещин, и, в том числе, в образцах горных пород, тем их больше; а чем они крупнее, тем их меньше. Распределение трещин по их размерам соответствует графику повторяемости землетрясений в напряженных средах, а также графику повторяемости энергии акустических импульсов в образцах горных пород при разрушении, распределенных по микроэнергетическим классам. Сами землетрясения являются следствием подвижек по имеющимся разломам и трещинам. Естественное периодическое расширение и сжатие трещин земной коры с 1-суточной, 14-суточной, 28-суточной и квартальной периодич-

ностью определяет динамику флюида в нефтяных пластах. Именно эта концепция динамики флюида в горных породах, которая предусматривает единое поровое пространство, рассеченное повсюду в пределах нефтеносного пласта трещинами и микротрещинами разных размеров, положена в основу новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов и добычи нефти, на основе которых разработаны два способа увеличения нефтеотдачи пластов [3, 4] и один способ обработки скважин [5]. Данные технологии с применением вибраций и регулируемой закачки воды в скважины могут быть использованы и на газовых месторождениях.

Разработке двух способов увеличения добычи нефти [3, 4] способствовал важный промышленный опыт, полученный ОАО «Татнефть» с 1980 по 2001 г. и далее на всех 16 крупных НГДУ Ромашкинского месторождения нефти в Татарстане [8]. Суть эксперимента состояла в постепенном и вынужденном длительном уменьшении объемов закачки воды в скважины в 2.7 раза с целью уменьшения обводненности добываемого флюида.

На рис.1 показано влияние объемов закачки воды в скважины на добычу флюида на одном из НГДУ Ромашкинского месторождения нефти [6, 7]. Процент обводненности флюида на рис.1 можно определить для любого момента времени по объемам добываемого флюида и нефти.

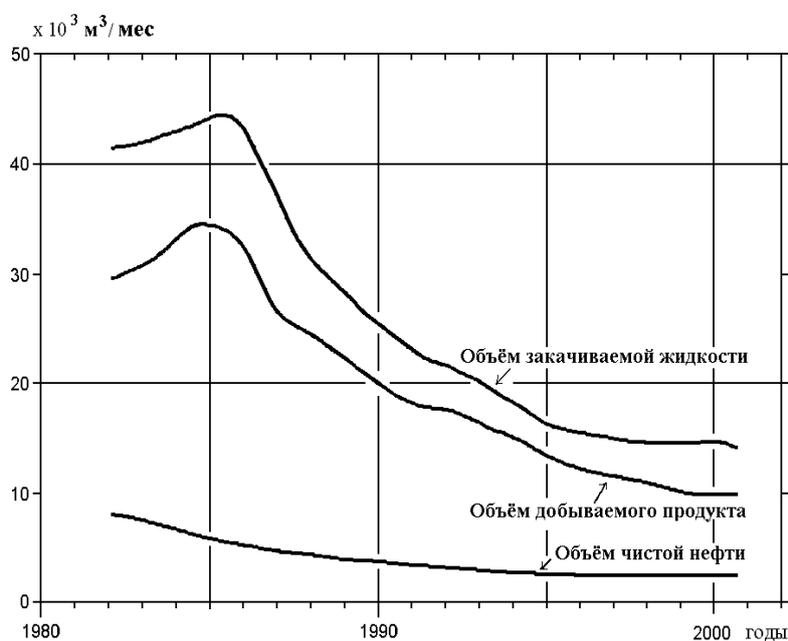


Рис.1. Влияние объемов закачки воды ( $\times 10^3 \text{ м}^3/\text{мес}$ ) в скважины (ось  $y$ ) на добычу флюида и нефти с 1982 по 2001 г. (ось  $x$ ) на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения нефти [6, 7].

До середины 70-х годов, когда обводненность добываемого флюида еще не превышала 50 % и содержание нефти в трещинах было еще достаточно высоким, увеличение объемов закачки воды в пласты способствовало вытеснению нефти по трещинам и увеличению ее добычи. Но в более поздние годы (к середине 70-х годов), когда обводненность флюида на Ромашкинском месторождении уже заметно превысила 50 %, дальнейшее увеличение объемов закачки привело к быстрому увеличению обводненности добываемого флюида, которая к началу 80-х годов достигла 75%. При этом, в отдельных скважинах обводненность составила около 100 %. На рис.1 видно четкое соответствие между количеством добываемого флюида и количеством закачиваемой воды в скважины с 1982 по 2001 г.

С целью увеличения добычи нефти, с 1982 по 1985 г., был осуществлен еще один этап увеличения объемов закачки воды, с 42000 до 46000 м<sup>3</sup>/мес. [6–8] (рис.1). Это привело к точно такому же увеличению добычи флюида, но не дало никакого увеличения добычи нефти, а наоборот, привело к ускорению падения ее добычи. Обводненность флюида при этом увеличилась с 75 до 86 %. Но в результате, уже вынужденного уменьшения объемов закачки воды с 1986 по 2001 г. в 2,7 раза обводненность флюида удалось снова снизить до 75 % и ниже. При этом падение добычи нефти прекратилось, и количество добываемой нефти начало постепенно увеличиваться.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что при длительной добыче нефти ее количество в трещинах постепенно уменьшается и эти трещины постепенно заполняются закачиваемой водой. При больших объемах закачки воды давление в трещинах повышается, запирает поровое пространство, и эффективность извлечения нефти из пор коллектора в трещины при их расширении во время приливов снижается. При этом значительное количество нефти (от 50 до 80 %) еще остается в поровом пространстве, а обводненность добываемого флюида уже приближается к 100 %. В данной ситуации увеличение объемов добычи нефти возможно только в одном случае: если проводится общее уменьшение объемов циклической закачки воды в пласт для снижения давления в трещинах нефтеносного пласта и обеспечиваются более благоприятные условия для извлечения нефти из порового пространства в трещины.

На рис.2 приведен график зависимости количества добываемого флюида и нефти от объемов закачки воды в скважины для упоминавшейся ранее Абдрахмановской площади (НГДУ) Ромашкинского месторождения с 1982 по 2001 г. [6, 7], но в несколько ином виде. По оси *x* на графике приведены объемы закачки воды в скважины во времени, а по оси *y* – объемы добычи нефти и флюида. И поскольку закачка воды на

графике по оси  $x$  идет в сторону ее увеличения, то время идет в обратном направлении, то есть в направлении уменьшения средних объемов закачки воды в месяц. Среднегодовые значения добычи флюида с 1982 по 2001 г., также отнесенные к одному месяцу, показаны темными квадратиками. К 2001 г., по мере уменьшения объемов закачки воды в 2.7 раза, обводненность флюида падает и возникает тенденция к росту добычи нефти.

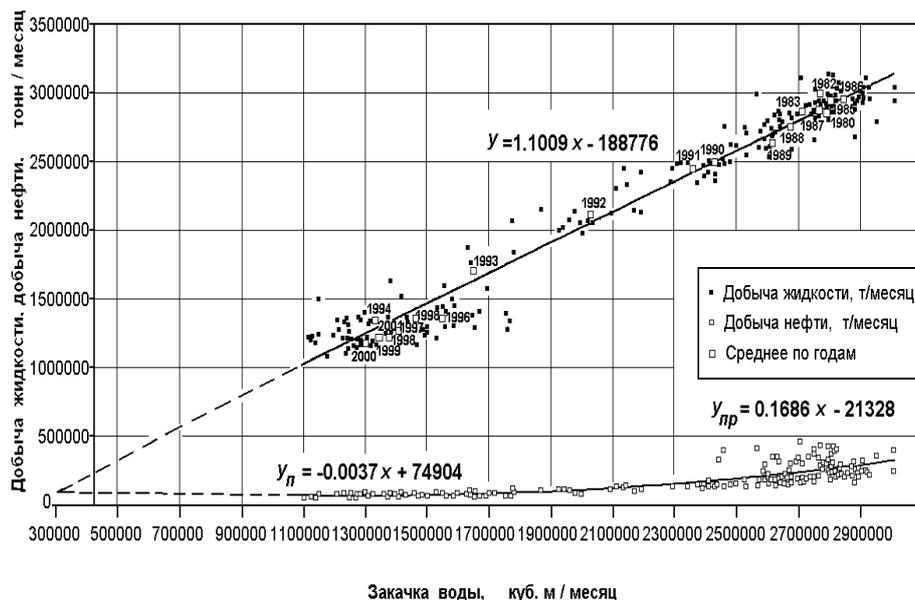


Рис.2. График зависимости добычи флюида и нефти (ось  $y$ ) от объемов закачки воды в скважины (ось  $x$ ) [6, 7]

На рис.2 показаны два экспериментальных уравнения добычи нефти для правой и левой частей графика, полученных до и после 1996 г. Уравнения показывают, что до 1996 г. по мере уменьшения объемов закачки воды в скважины скорость падения добычи нефти постепенно замедляется и при достижении 1996 г., когда объемы закачки уменьшились примерно до 150000 куб. м/мес, добыча нефти начинает увеличиваться, о чем свидетельствует знак (-) при коэффициенте  $x$  с 1996 по 2001 г. После 2001 г во всех НГДУ Ромашкинского месторождения уменьшение объемов закачки воды прекратилось [6–8] и увеличение добычи нефти приостановилось.

Пунктирные линии графиков добычи флюида и нефти в левой части рис.2 обозначают дальнейший ожидаемый ход уменьшения количества добываемого флюида и увеличения добычи нефти в случае, если уменьшение объемов закачки воды в скважины будет продолжено. При этом увеличение добычи нефти ожидается более интенсивным, чем это показано пунктиром на рис.2, так как здесь проведена экстраполяция по уравнению, составленному лишь по данным до 2001 г. Дальнейшее уменьшение объе-

мов закачки воды еще примерно в 1.5–2 раза может значительно увеличить подъём этого графика и существенно увеличить объемы добычи нефти. Полученные результаты экспериментальных данных, приведенные на рис.2, которые получены для всех 16 крупных НГДУ Ромашкинского месторождения нефти, являются аналогичными, что свидетельствует о перспективности дальнейшего уменьшения объемов закачки воды в скважины до экспериментально определенного предела, соответствующего оптимальным объемам закачки воды, добычи нефти и обводненности.

Закачка воды в процессе добычи нефти в целом выполняет как положительную (повышает перепад давления между нагнетательными и добывающими скважинами), так и отрицательную (повышает давление в трещинах и останавливает извлечение в них нефти из пор) роль. Поэтому объемы закачки воды должны уменьшаться экспериментально таким образом, чтобы давление внутри трещин падало более существенно при отливах (расширении трещин), а обводненность добываемого флюида при этом не превышала бы 50%-ного уровня. Для реальной оценки эффективности предлагаемых способов увеличения добычи нефти необходимы опытно-промышленные эксперименты по уменьшению объемов закачки воды для каждой конкретной площади добычи.

В практике нефтедобычи хорошо известны случаи возобновления добычи нефти в добывающих скважинах, которые были ранее закрыты на длительный период времени (более 1 года) из-за 100%-ной обводненности флюида. Причина возобновления продуктивности этих скважин связана с приливными деформациями Земли, способствующими длительному периодическому раскрытию и закрытию трещин и естественному массообмену между нефтью в поровом пространстве и водой в трещинах. Это хорошо известно сегодня на многих месторождениях, и в том числе на Ромашкинском. Однако временная остановка добывающих скважин требует большого числа свободных скважин, что является весьма неэкономичным. Это свидетельствует о необходимости учета приливных движений Земли при добыче нефти единой группой непрерывно действующих скважин.

Следует отметить также, что нередко по техническим причинам на отдельных площадях добычи месторождений нефти происходят временные (сроком до 1 месяца) остановки закачки воды в скважины. При этом добыча флюида резко уменьшается, а добыча нефти не уменьшается, а иногда, как показывают надежные экспериментальные наблюдения, даже увеличивается, что также является подтверждением эффективности учета приливных движений Земли [6–9]. К сожалению, на большинстве месторождений эти моменты до сих пор остаются незамеченными вследствие отсутствия детальных

ежесуточных измерений параметров добычи нефти [9].

Известно, что приливные движения Земли являются относительно небольшими и составляют порядка  $10^{-9}$  нанострейн (относительная объемная деформация напряженной среды, отнесенная к 1 куб. м) [1, 2, 4, 6–9 и др.]. Но вызываемые ими суммарные деформации больших объемов горных пород могут достигать больших значений (до  $10^{-6}$  нанострейн и более), в результате чего территория земной поверхности ежесуточно поднимается и опускается до 1 м на экваторе и до 0,5 м на широте, например, города Москвы [2, 9]. Это средние величины относительных деформаций Земли. В зонах же высокой трещиноватости среды и, особенно, в зонах разломов в верхней части земной коры, насыщенной флюидом, они могут достигать значительно больших величин, по сравнению с зонами меньшей трещиноватости.

Как показывают результаты экспериментальных измерений, влияние лунно-солнечных приливов на вариации уровня подземных вод, например в двух скважинах Гармского полигона в Таджикистане [1 и др.], достигает значимых величин (рис.3).

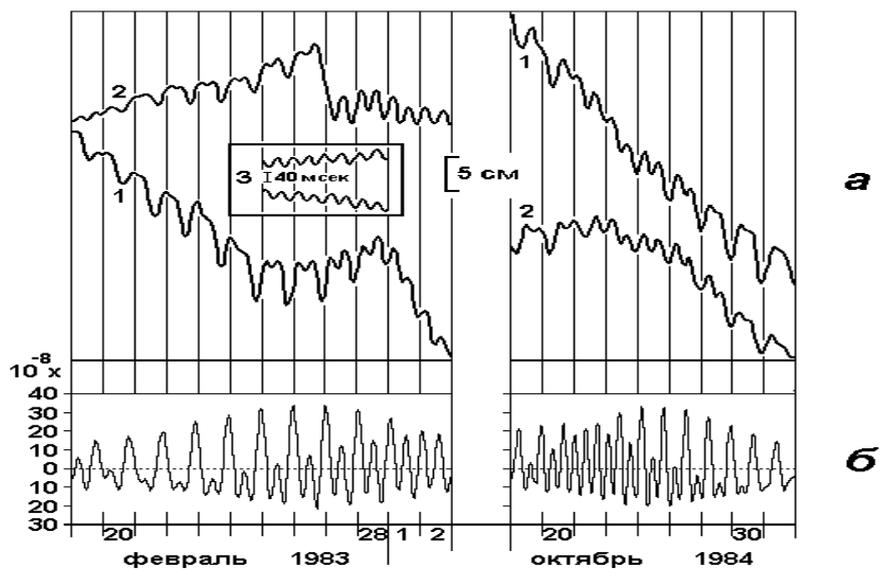


Рис.3. Вариации уровня воды в скважинах Гармского полигона в Таджикистане (а) в связи с лунно-солнечными приливами Земли (б) [1]. 1 – скважина «Навды» (глубина  $h=200$  м); 2 – скважина «Хаит» ( $h=207$  м); 3–инструментально измеренные вариации приливных движений в двух направлениях – С-Ю (верхняя кривая) и В-З (нижняя кривая)

Вариации уровня воды идут в противофазе с приливными движениями. Расширение трещин пласта (прилив) уменьшает давление внутри трещин, увеличивает извлечение флюида из окружающего порового пространства в трещины и снижает уровень воды в скважинах, а сжатие трещин (отлив) продвигает извлеченный флюид из пор по

пути наименьшего сопротивления, то есть по трещинам в направлении более низкого давления к добывающим скважинам и увеличивает в них уровень флюида. Вариации уровня воды в обеих неглубоких (до 200 м) скважинах на рис.3 достигают 7 см.

Аналогичные процессы с разными вариациями уровня флюида в скважинах происходят в любой точке земного шара.

Разработанные способы увеличения добычи нефти, включая обработку скважин, с помощью регулируемого снижения объемов закачки воды в скважины и вибраций земной коры с учетом приливных движений Земли, учитывают наиболее интенсивные суточные приливы земной коры (до 12 часов в сутки) [3, 5] и 14-суточные их огибающие [4]. Вибрации, по существу, являются импульсным раскрытием и сжатием трещин земной коры с заданной частотой. Они существенно увеличивают скорости продвижение флюида в направлении перепада давлений, особенно на месторождениях, где частота вибраций генератора соответствует собственным частотам колебаний слоистой среды или самих контуров месторождения. До сих пор вибрации, применяемые в различных способах увеличения добычи нефти, используются без учета приливных движений Земли, в связи с чем они не всегда обеспечивают увеличение добычи нефти [10 и др.]. Вибрации в определенной степени заменяют эффект возникновения гидроразрывов, которые раскрывают трещины земной коры и ускоряют движение флюида в напряженных средах. В разработанных нами способах увеличения добычи нефти с использованием искусственных вибраций мы ориентируемся на разработанный кавитационный генератор, преобразующий до 20 % и более энергии генератора в сейсмические колебания [13], хотя для этой цели могут использоваться и другие эффективные генераторы колебаний земной коры.

Закачка воды и включение искусственных вибраций, а также их прекращение в разработанных способах привязываются к определенным периодам лунно-солнечных приливов с учетом расширения и сжатия трещин земной коры. Кроме того, после отключения вибраций наступает период частичного возврата деформаций и дополнительного расширения трещин земной коры за счет дилатансии напряженной среды, длительность которой соответствует длительности вибраций. Этот период дилатансии также привязывается к периоду приливов земной коры.

Сегодня известно, что снижение объемов закачки воды в скважины существенно снижает возбужденную сейсмичность. Это же мы наблюдаем и на Ромашкинском месторождении нефти размерами 60 на 70 км<sup>2</sup>. К 1986 г. объемы закачки здесь достигли 100 млн. м<sup>3</sup> в год [6–9], в результате чего начиная с 1960 (и ранее) вплоть до 1986 г.

ежегодно возникало до 30 ощутимых землетрясений (2–3 землетрясения в месяц) с магнитудами  $2,5 \leq M \leq 5$  и интенсивностью колебаний 5–7 баллов, а на слабых заболоченных грунтах до 8 баллов, что вызывало частичное разрушение зданий и сооружений, значительный дискомфорт населения. С 1986 по 2001г. после снижения объемов закачки воды в скважины в 2,7 раза возбужденная сейсмичность практически исчезла, общее количество землетрясений уменьшилось более чем в 10 раз, а максимальные землетрясения уже не превышают магнитуды  $M=2$  с интенсивностью 3–4 балла.

Аналогичная картина снижения сейсмической опасности, а также снижения энергетических затрат ожидается и на других месторождениях, где будут применяться способы увеличения нефтеотдачи пластов и добычи нефти вследствие уменьшения объемов закачки воды в скважины, а также периодических вибраций в процессе добычи углеводородов с учетом приливных движений Земли.

Сегодня можно констатировать, что, судя по характеру длительного снижения обводненности добываемого флюида на Ромашкинском месторождении в связи с уменьшением объемов закачки воды (рис.1, 2) и снижением темпов падения добычи нефти с последующим переходом ее на рост, этот экспериментальный период можно сократить, так как никаких сбоев в снижении обводненности и стабилизации добычи нефти обнаружено не было. Тем более что способы увеличения добычи нефти пополнятся дополнительными эффектами, связанными с воздействиями вибраций и регулируемой закачки воды в скважины с учетом приливных движений Земли.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Боканенко Л.И., Галаганов О.Н., Передерин В.П. Вариации уровня подземных вод Гармского полигона (Таджикистан) и возможности прогнозирования землетрясений // Физика Земли. 1999. №5. С. 72–82.
2. Мельхиор П. Земные приливы. М.: Мир, 1968. 482 с.
3. Мирзоев К.М., Мирзоев В.К., Мирзоева Т.К., Ахмадиев Р.Г. Способ повышения нефтеотдачи месторождения и добычи нефти: Патент РФ № 2217581. 2003.
4. Мирзоев К.М., Николаев А.В., Мирзоев В.К., Лукк А.А., Дещеревский А.В., Харламов А.И. Способ увеличения нефтеотдачи месторождения и добычи нефти: Патент РФ № 2387817. 2010.
5. Мирзоев К.М., Мирзоев В.К. Способ восстановления продуктивности скважины: Патент РФ № 2350743. 2009.
6. Мирзоев К.М., Николаев А.В., Мирзоев В.К., Лукк А.А., Харламов А.И., Дещеревский А.В. Способы увеличения добычи нефти с учетом приливных движений Земли // Экспозиция НЕФТЬ, ГАЗ: Специализир. изд. Набережные Челны. 2010. Вып. №4/Н. С. 56–62.
7. Мирзоев К.М., Николаев А.В., Лукк А.А., Дещеревский А.В., Мирзоев В.К. Приливные деформации земной коры как природный насос для увеличения нефтеотдачи

пластов // Каротажник. 2011. Вып. 2. С. 78–93.

8. Мирзоев К.М., Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Гатиятуллин Р.Н., Муслимов Р.Х., Файзуллин И.Н., Ахмадиев Р.Г., Мирзоев В.К. Оценка оптимальных объемов и режима закачки воды в скважины Ромашкинского месторождения // Неф. хоз-во. 2005. №8. С. 128–131.

9. Муслимов Р.Х., Мирзоев К.М., Ахмадиев Р.Г., Агафонов В.А., Хузин Р.Р., Тимирозов В.С., Мирзоев В.К., Лукк А.А., Дещеревский А.В. Влияние гравитационных лунно-солнечных приливов земной коры на добычу нефти // Неф. хоз-во. 2006. №8. С. 111–115.

10. Садовский М.А., Николаев А.В. (ред.). Сейсмические воздействия на нефтяную залежь. М.: ИФЗ РАН. 1993. 240 с.

11. Stepanov V.P., Muslimov R.Kh., Mirzoev K.M., Gatiatullin N.S. Fault system of Tatarstan // Inter. J. S. Geores. 2002. № 6. P. 6–10.

12. Степанов В.П., Мирзоев К.М., Степанов А.В. Методические основы построения карт глобальной трещиноватости земной коры способом детальной обработки данных магнитных аномалий на примере Татарстана. Казань. Плутон; 2005. 84 с.

13. Харламов А.И., Стунжас П.А., Гуськина Р.И. Способ создания кавитации в струе жидкости: Патент РФ № 2155105, 1999.

14. Шульц С.С. Планетарная трещиноватость. Л.: ЛГУ, 1973.