

УДК 622.276

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГИДРОФОБИЗИРУЮЩИХ СОСТАВОВ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ ОБРАЗЦОВ ПОЛИМИКТОВЫХ ПЕСЧАНИКОВ

Гладков П.Д.<sup>1</sup>, Рогачев М.К.

*Санкт-Петербургский государственный горный университет  
Санкт-Петербург, e-mail: <sup>1</sup>pdgladkov@mail.ru*

***Аннотация.** В статье рассматриваются вопросы влияния типа жидкости насыщения на механическую прочность образцов естественных пород Приобского нефтяного месторождения. Дана общая характеристика месторождения и показаны причины широкого применения на нем гидроразрыва пласта. Приведены некоторые факторы, которые оказывают влияние на фильтрационно-емкостную характеристику пород призабойной зоны пласта. В частности в статье показаны результаты исследования влияния горного давления на пористость и проницаемость естественных кернов Приобского месторождения. Кроме того, в данной работе представлены результаты прочностных исследований кернов на одноосное сжатие, насыщенных минерализованной и пресной водой, углеводородными жидкостями, а также водными растворами гидрофобизатора НГ-1. Показано разупрочняющее действие данных растворов, дано объяснение полученных результатов.*

***Ключевые слова:** полимиктовый песчаник, механическая прочность, поверхностный эффект, гидрофобизатор, горное давление, проницаемость, пористость*

Основные запасы нефти месторождений Тюменской области приурочены к продуктивным горизонтам юрского, ачимовского и неокомского комплексов. Самой богатой областью является Среднеобская, месторождения которой многопластовые, имеют большие площади нефтеносности и широкие водонефтяные зоны. Коллекторы большинства продуктивных горизонтов данных месторождений сложены полимиктовыми песчаниками, которые содержат значительное количество связанной воды, до 30 - 60 % [1].

Несмотря на большие объемы запасов углеводородов, разработка данных месторождений осложняется действием ряда неблагоприятных геологических факторов, среди которых в первую очередь необходимо выделить низкую проницаемость коллекторов, их повышенное глиносодержание, наличие зон полного литологического замещения.

В данных условиях следует применять методы воздействия на пласт, которые могли бы значительно улучшить условия притока нефти к скважине. Для рассматриваемого региона наиболее распространенным методом является гидравлический разрыв пласта (ГРП), без применения которого зачастую невозможно даже освоение нефтяных скважин. В частности, на южной лицензионной территории Приобского месторождения технологической схемой разработки предусмотрено

проведение ГРП уже в цикле строительства добывающих и нагнетательных скважин.

Продуктивность отдельно взятой скважины обусловлена несколькими факторами, ключевым из которых является состояние призабойной зоны пласта. Изменение состояния ПЗП начинается с этапа строительства скважины, причиной чему служит изменение напряженно-деформированного состояния горного массива. При бурении происходит замещение породы промывочной жидкостью, давление которой не эквивалентно ранее существовавшему горному давлению и всегда существенно ниже него. Происходящее механическое нарушение целостности горной породы приводит к перераспределению напряжений внутри и на поверхности породы. К ним добавляются термические напряжения, вызванные изменением температуры породы при воздействии на нее промывочной жидкостью, а также напряжения вследствие осмотического перераспределения давления в порах. Все эти факторы приводят к изменению емкостной и фильтрационной характеристики коллектора в ПЗП [2].

Для иллюстрации влияния изменения горного давления в результате разгрузки массива при проводке скважины приведем результаты исследований по определению абсолютной пористости и проницаемости при различных давлениях обжима, имитирующих горное давление. Исследования проведены в лаборатории повышения нефтеотдачи пластов Санкт-Петербургского государственного горного университета на автоматизированном пермеамetre-порозимetre AP-608 (Coretest Systems Corporation) с использованием естественных кернов продуктивных пластов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> – основных эксплуатационных объектов Приобского месторождения.

На рис. 1 представлены кривые относительного изменения проницаемости и пористости образцов пород при изменении горного давления. За начальное значение брались проницаемость и пористость при 3,4 МПа, затем рассчитывались текущие относительные значения при заданном горном давлении.

Как видно из графиков, представленных на рис. 1, горное давление оказывает значительное влияние на проницаемость пород, в то время как пористость остается практически неизменной. Для низкопроницаемых пород данное явление обуславливается тем, что при большом количестве пор в матрице их размер очень мал, в связи с чем даже незначительное изменение объема пор приводит к перекрытию ранее проницаемых каналов и ухудшению фильтрационной характеристики образца.

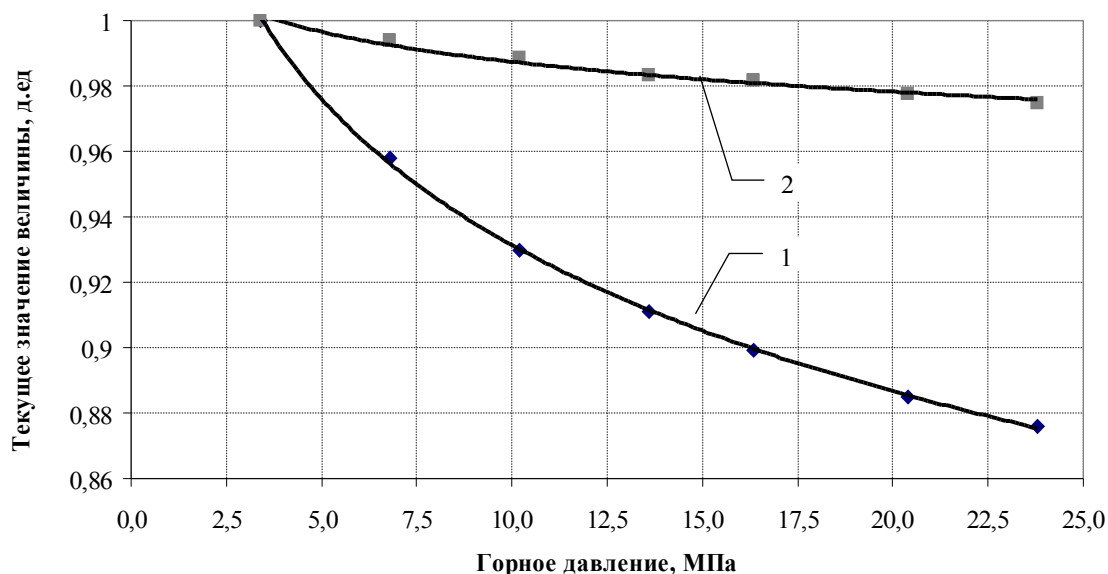


Рис. 1. Кривые относительного изменения проницаемости (кривая 1) и пористости (кривая 2) при различных значениях горного давления

Ввиду возникновения указанных осложнений при вскрытии и эксплуатации низкопроницаемых пластов ГРП становится наиболее эффективным методом воздействия. Однако этот же метод является одним из самых дорогих и сложных среди методов увеличения нефтеотдачи, поэтому оптимизация трудозатрат при его проведении представляется актуальной и перспективной задачей. В данной статье рассмотрено применение гидрофобизирующего ПАВ НГ-1, представляющего собой смесь продукта реакции триэтаноламина с жирными кислотами таллового масла либо с высококипящими фракциями синтетических жирных кислот с растворителями и добавками, с целью снижения прочности породы обрабатываемого им интервала.

В качестве технологической жидкости, используемой перед операцией ГРП, предлагается использование водных растворов гидрофобизатора НГ-1 с массовой концентрацией реагента от 0,15 % до 1 %. Данный состав прост в приготовлении, термостабилен, способствует сохранению нефтепроницаемости продуктивного пласта, а так же выступает в качестве ингибитора коррозии.

Из литературных источников известно, что при бурении для снижения прочности породы и облегчения ее разрушения в буровые растворы добавляются различные ПАВ. В работе [3] указывается на поверхностный эффект П.А. Ребиндера, который заключается в снижении прочности разрушаемого в присутствии жидкости неорганического диэлектрика (горной породы) в результате релаксации электрических зарядов через жидкость, проникающую в полость трещины нормального отрыва.

Для выявления эффекта снижения прочности образцов пород Приобского месторождения, насыщенных растворами гидрофобизатора НГ-1 различных кон-

центраций, был проведен комплекс исследований, который заключался в определении прочности кернов на одноосное сжатие.

Перед началом эксперимента образцы высверливались из естественных кернов, затем они торцевались и шлифовались. Далее керны подготавливались к исследованиям – экстрагировались спирто-бензольной смесью и высушивались при температуре 105 °С. Геометрические параметры кернов замерялись штангенциркулем, величину пористости по газу определяли на автоматизированном порозиметре-пермеатре AP-608 (Coretest Systems Corporation). Далее происходило насыщение кернов жидкостью методом вакуумирования. В качестве дисперсионной среды для ПАВ использовалась пресная вода.

Определение предела прочности образцов продуктивных пород Приобско-го месторождения проводилось методом одноосного сжатия плоскими плитами по ГОСТ 21153.2-84 «Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии» [4]. Сущность метода заключается в измерении максимального значения разрушающего давления, приложенного к плоским торцам правильного цилиндрического образца через плоские стальные плиты.

Наибольшее влияние на прочность керна оказывает количество и распределение пустот в матрице образца. Однако для того, чтобы получать достоверные и воспроизводимые результаты, следует подобрать определенное количество образцов с одинаковыми геометрическими и фильтрационно-емкостными параметрами. Сделать это довольно сложно, поэтому при интерпретации результатов исследований использовалась аппроксимационная зависимость прочности породы, насыщенной моделью пластовой воды, от ее пористости, полученная экспериментально. Данная зависимость в виде графика представлена на рис. 2.

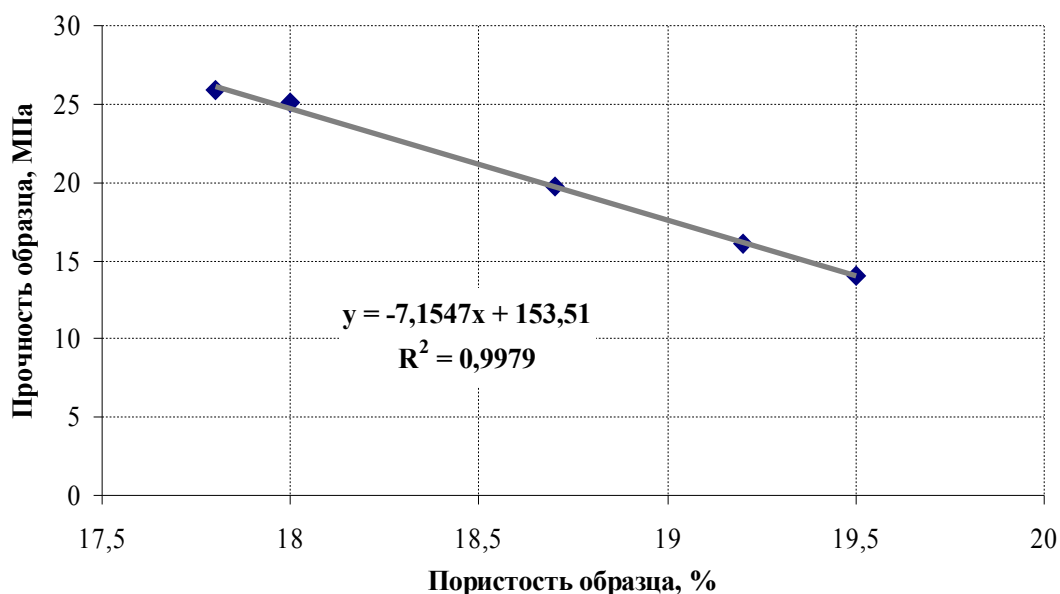


Рис. 2. Зависимость прочности образца породы, насыщенного моделью пластовой воды, от абсолютной пористости

В результате проведенных экспериментов были получены абсолютные значения прочности на одноосное сжатие для каждого конкретного образца, однако больший интерес представляет сравнение прочности кернов, насыщенных жидкостью (раствор гидрофобизатора, нефть, дизельное топливо, пресная вода), и прочности аналогичного образца, насыщенного моделью пластовой воды. Данный параметр позволяет провести оценку изменения прочности образца при смене минерализованной воды на другую жидкость насыщения. Результаты экспериментов представлены в табличном виде в табл. 1 и в графическом виде на рис. 3.

Таблица 1. Относительная прочность кернов, насыщенных различными флюидами, по минерализованной воде

| Насыщающий флюид                    | Пресная вода | Дизельное топливо | Дегазированная нефть Приобского месторождения |
|-------------------------------------|--------------|-------------------|---|
| Коэффициент относительной прочности | 1,21         | 1,29              | 1,42  |

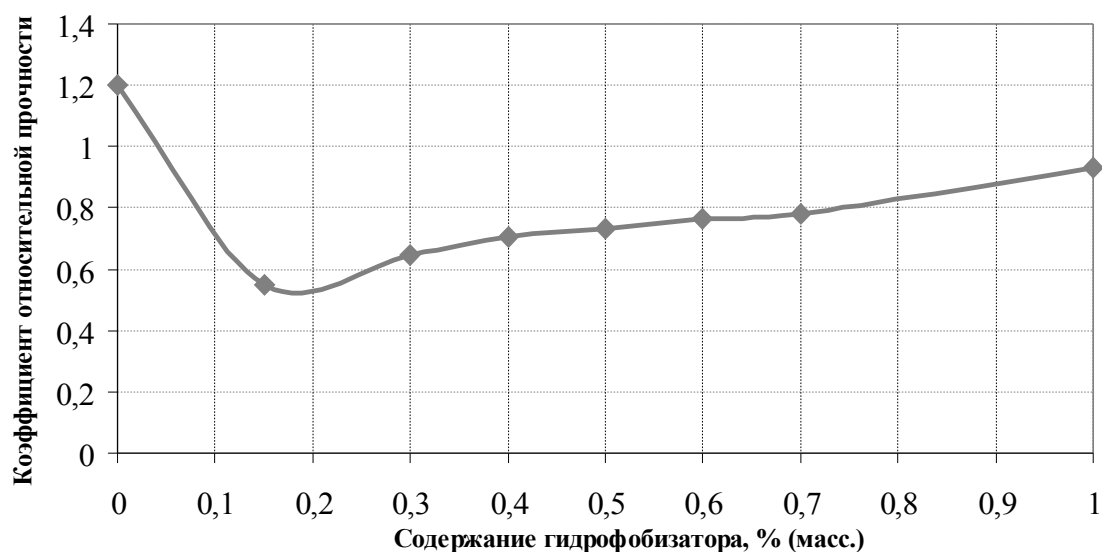


Рис. 3. Зависимость коэффициентов относительной прочности образцов пород от содержания гидрофобизатора

Как видно из представленных данных, максимальная прочность породы достигается при ее насыщении нефтью, при этом испытываемые образцы имеют прочность в 1,42 раза выше, чем аналогичный образец, насыщенный минерализованной водой. Насыщение же растворами гидрофобизатора наоборот приводит к значительному понижению прочности образцов, в среднем она снижается на 30-40%.

Причины полученных закономерностей кроются в механизме облегчения деформации и понижения прочности породы. Согласно [5] сущность данного механизма заключается в образовании на поверхности пор и микротрещин в присутствии электролита (раствор ПАВ, вода, нефть и др.) двойного слоя молекул – адсорбционного и диффузного.

В работе [6] указывается на то, что насыщение кернов Приобского месторождения пресной водой сопровождается увеличением размера диффузного слоя, размазыванием его по объему и вовлечению в него большого числа молекул воды. Следствием этого становится возрастание электрокинетического потенциала и сил межмолекулярного взаимодействия внутри микротрещины и ее скрепление. Результаты проведенных исследований подтверждают данное положение, поскольку керны, насыщенные пресной водой, обладают большей прочностью, чем керны, насыщенные минерализованной водой.

Причиной высокой прочности пород, насыщенных углеводородной фазой, вероятно, является большая толщина диффузного слоя, который образован собственно молекулами нефти или дизельного топлива.

Рассматривая воздействие гидрофобизатора на прочность кернов, следует отметить, что данный ПАВ может значительно изменять молекулярную связь поверхности твердого тела с окружающей жидкостью за счет определенной ориентации своих молекул в адсорбционном слое. В результате этого на поверхности породы образуется оболочка с очень тонким диффузным слоем, что приводит к снижению электрокинетического потенциала – прочность породы снижается (характерная концентрация гидрофобизатора 0,15 % масс.). Дальнейшее увеличение концентрации ПАВ свыше 0,15 % приводит к утолщению диффузного слоя за счет собственных молекул гидрофобизатора, и, как следствие, к росту прочности породы.

В целом же, механизм снижения прочности породы при воздействии на нее ПАВ сводится к трем принципиальным положениям [5]:

1. Экранирование сил сцепления, действующих между противоположными поверхностями зародышевых микрощелей посредством прослоек, образованных адсорбционными слоями.

2. Активное раздвигающее действие самих адсорбционных прослоек во всех тех наиболее узких участках клиновидных щелей, куда эти прослойки могут проникать.

3. Затруднение или замедление смыкания зародышевых участков микрощелей под влиянием адсорбционных слоев и сольватных пленок жидкости после снятия внешних усилий. В данном случае молекулы ПАВ выступают в роли своего рода «проппанта», препятствующему залечиванию естественной микротрещины.

Таким образом, экспериментальным путем подтверждено наличие поверхностного эффекта П.А.Ребиндера в кернах, насыщенных раствором гидрофобиза-

тора НГ-1. Использование выявленного свойства при проведении ГРП на месторождении с полимиктовыми низкопроницаемыми коллекторами связано со снижением необходимого давления разрыва, которое в момент инициации трещины особенно велико. Согласно работе [7] давление разрыва продуктивного пласта обуславливается геологическими параметрами, однако возможность его создания зависит от технических параметров скважины – прочности обсадных труб и состояния устья скважины. Уменьшение прочности пород приведет к снижению создаваемого устьевого давления, повышению технологической эффективности операций по гидравлическому разрыву пластов и общему снижению потребляемых энергетических мощностей.

### Литература

1. Багаутдинов А.К., Барков С.Л., Белевич Г.К. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Том 2. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. М.:ВНИИОЭНГ, 1996. 352 с.
2. Попов А.Н., Головкина Н.Н. Прочностные расчеты стенок скважины в пористых горных породах: учебное пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. 70 с.
3. Евсеев В.Д. Механизмы влияния жидкости на разрушение горных пород при вдавливании индентора // Труды XIII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр». Томск, 2009. С. 499 - 502.
4. ГОСТ 21153.2-84. Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии. М., 1984. 8 с.
5. Ребиндер П.А. Шрейнер Л.А., Жигач К.Ф. Понизители твердости в бурении. М.: Изд-во Академии наук СССР, 1944. 200 с.
6. Гладков П.Д., Рогачев М.К. Особенности реализации систем заводнения в условиях продуктивных горизонтов неокотского комплекса Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Том 7. № 1. [http://www.ngtp.ru/rub/4/2\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2012.pdf)
7. Желтов Ю.П. Деформация горных пород. М.: Недра, 1966. 197 с.

**RESEARCH OF HYDROPHOBIC COMPOSITIONS' INFLUENCE  
ON MECHANICAL STRENGTH  
OF POLYMINERAL SANDSTONE CORE SAMPLES**

P.D. Gladkov<sup>1</sup>, M.K. Rogatchev  
*Saint-Petersburg State Mining university,  
Saint-Petersburg, e-mail: <sup>1</sup>pdgladkov@mail.ru*

**Abstract.** *In the given article problems of influence of saturation fluid type on mechanical strength of Priobskoe oil field core samples are examined. Common characteristics of the deposit are given and reasons of wide application of fracturing treatment are explained. Some factors that influence on permeability and porosity of reservoir are shown. In particular results of studying of rock pressure influence on reservoir properties is given. Moreover in the article results of monoaxial compression experiments of core samples that were saturated by fresh and mineralized water, hydrocarbons and water solutions of water-repellent NG-1 are shown. It was revealed that these solutions lower the mechanical strength of samples and reasons of such results are explained.*

**Keywords:** *polymineral sandstone, mechanical strength, surface effect, water repellent, rock pressure, permeability, porosity*

**References**

1. Bagautdinov A.K., Barkov S.L., Belevich G.K. et. al. Geologiya i razrabotka krupneishikh i unikal'nykh neftnykh i neftegazovykh mestorozhdenii Rossii. Tom 2. Zapadno-Sibirskaya neftegazonosnaya provintsiya (Geology and development of the largest and unique oil and gas fields in Russia. Volume 2. West Siberian oil and gas province). Moscow, VNIIOENG, 1996. 352 p.
2. Popov A.N., Golovkina N.N. Prochnostnye raschety stenok skvazhiny v poristykh gornykh porodakh: uchebnoe posobie (Strength calculations of the borehole walls in porous rocks: a training manual). Ufa, UGNTU, 2001. 70 p.
3. Evseev V.D. Mekhanizmy vliyaniya zhidkosti na razrushenie gornykh porod pri vdavlivanii indentora (Mechanisms of fluid influence on the destruction of rocks under indentation) in *Trudy XIII Mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh "Problemy geologii i osvoeniya nedr"* (Proceedings of the XIII International scientific symposium named after Acad. MA Usov for students and young scientists "Problems of Geology and Exploitation of Mineral Resources"). Tomsk, 2009. PP. 499 - 502.
4. GOST 21153.2-84. Porody gornye. Metody opredeleniya predela prochnosti pri odnoosnom szhatii (Rocks. Methods for determination of axial compression strength). Moscow, 1984. 8 p.
5. Rebinder P.A. Shreiner L.A., Zhigach K.F. Poniziteli tverdosti v bureanii (Hardness reducers in rock drilling). Moscow, Academy of Science USSR, 1944. 200 p.



6. Gladkov P.D., Rogachev M.K. Osobennosti realizatsii sistem zavodneniya v usloviyakh produktivnykh gorizontov neokomskogo kompleksa Zapadnoi Sibiri (Some peculiarities of water flooding system capacity amid the Neocomian complex of Western Siberia), *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2012, Volume 7, Issue 1. [http://www.ngtp.ru/rub/4/2\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2012.pdf)

7. Zheltov Yu.P. Deformatsiya gornykh porod (Deformation of rocks). Moscow, Nedra, 1966. 197 p.