

УДК 622.279.51/.7(571.1)

**ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ
И ИХ РОЛЬ В ВОЗНИКНОВЕНИИ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ**

**GEOLOGICAL AND PHYSICAL CHARACTERISTICS OF PRODUCING FORMATIONS
AND THEIR ROLE IN OCCURRENCE OF OIL, GAS AND WATER SHOWINGS**

Д. М. Чудновский, В. А. Долгушин, Ж. С. Попова

D. M. Chudnovskii, V. A. Dolgushin, J. S. Popova

ООО «Газпром геотехнологии», г. Москва

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень,

Ключевые слова: геолого-физические характеристики; пластовое давление; пластовая температура; пористость; проницаемость; сжимаемость; коэффициенты проницаемости и пьезопроводности

Key words: geological and physical characteristics; reservoir pressure; reservoir temperature; porosity; permeability; compressibility permeability coefficients; piezoconductivity coefficients

Угроза неуправляемого прорыва пластовых флюидов на земную поверхность наблюдается на протяжении всего цикла сооружения нефтегазовой скважины. Такое горнотехническое сооружение само по себе обеспечивает гидродинамическую связь между пластами горных пород и земной поверхностью [1].

К основным характеристикам продуктивных пластов, определяющим возможность и интенсивность поступления пластовых флюидов в ствол скважины, то есть газонефтеводопроявления, и на земную поверхность, иными словами — открытый газовый фонтан, относятся: пластовое давление; пористость; проницаемость; сжимаемость; температура; коэффициенты проницаемости и пьезопроводности.

Эти параметры не охватывают всей палитры геофизических свойств пластов горных пород, но позволяют достаточно полно оценить пласт с позиции его фонтаноопасности [2]. Рассмотрим более подробно, что представляют собой вышеперечисленные параметры.

Энергетические ресурсы любого продуктивного пласта характеризуются существующим в нем давлением, называемым пластовым. С позиции фонтаноопасности — это важнейший параметр, который характеризует гидравлически связанные между собой пласты-коллекторы. Можно сказать, что с этой позиции пластовое давление является движущей силой нефтегазоводопроявления или открытого газового фонтана. По своей физической сущности пластовое давление — это давление, оказываемое пластовыми флюидами на вмещающие их гидравлически связанные породы. Пластовое давление возрастает по мере увеличения глубины расположения пласта по разрезу скважины при величине давления 0,01 МПа, оно называется гидростатическим, то есть — нормальным, так как соответствует давлению столба пресной воды на данной глубине. При изменении давления выше или ниже этой величины оно называется аномальным, аномально высоким или аномально низким. С точки зрения фонтаноопасности нам опасно именно аномально высокое пластовое давление. Хотя при определенных условиях проявление может произойти и из пластов с нормальным пластовым давлением и даже из аномально низких [3].

Аналогом пластового давления для гидравлически несвязанных пород, преимущественно глин, песчаников и известняков, является поровое давление. По своей физической сущности поровое давление — это давление, оказываемое пластовыми флюидами на стенки пор, вмещающих их пород, не имеющих гидравлической связи. Значение порового давления по разрезу обычно определяется по градиенту порового давления и глубине размещения пор. Поровое давление представляет большой интерес с позиции возникновения и развития осыпей и обвалов, изменения механической скорости. Оно может служить индикатором фонтаноопасности при подходе к зонам залегания пластов-коллекторов. Обычно для зон с аномально высоким пластовым давлением в вышележащих крышках наблюдается также аномально высокое поровое давление, так называемый «ореол внедрения или вторжения». При этом прочность и твердость нижней части пород крышек, в которую проникли легкие фракции углеводородов под аномально высоким пластовым давлением, значительно ниже, а пористость выше. Поэтому при разбуривании этой части пород наблюдается самопроизвольный рост механической скорости бурения, что служит признаком приближения к зоне пород с аномально высоким давлением, а следовательно, возможного нефтегазоводопроявления.

Способность пластов поглощать промысловые жидкости под действием внешнего давления, например, столба бурового раствора и устьевого давления, оценивается давлением начала поглощения и гидроразрыва пород. Давление гидроразрыва пласта — это давление, которое необходимо создать в скважине для раскрытия естественных образований новых трещин в зоне залегания пласта, а вот давление начала поглощения — это давление, при котором начинается фильтрация бурового раствора в пласт по раскрытым естественным или искусственным трещинам. Как правило, для одной и той же породы давление гидроразрыва превышает давление начала поглощения, при этом интенсивность перетока жидкости из скважины в пласт при гидроразрыве значительно выше, это надо учитывать при аварийно-восстановительных работах на проявляющих или фонтанирующих скважинах [4].

Поглощение, как осложнение в процессе строительства, эксплуатации и ремонта скважин, возникает, если в горной породе имеются крупные раскрытые трещины, каверны или другого рода полости, а давление, создаваемое на стенке скважины в процессе бурения и цементирования, больше давления в данной породе.

Гидроразрыв пород, как осложнение, возникает, если под влиянием давления, создаваемого на стенке скважины, раскрываются естественные микротрещины, которые в нормальных условиях сомкнуты, либо происходит гидравлический разрыв пласта, и в нем образуются новые крупные трещины.

Промышленные запасы углеводородных флюидов обычно располагаются в пластах-коллекторах, сложенных, в основном, осадочными породами, залегающих на глубинах от нескольких десятков метров до нескольких километров от земной поверхности, обычно они называются залежами нефти или газа.

Нефтегазовые пласты представляют собой слои или массивы (такие как сеноманская залежь севера Западной Сибири) с пористой, поровотрещинной или трещиноватой породой-коллектором. Как правило, они литологически представлены песчаниками и алевролитами (около 70 %, Западная Сибирь), известняками и доломитами (Астраханская и Оренбургская области). С позиции фонтаноопасности одной из важных характеристик пород-коллекторов является пористость. Под пористостью горной породы чаще всего понимают наличие в ней пустот, не заполненных твердым веществом. Физически пористость — это отношение объема пор образца горной породы к его видимому объему, выраженному в процентах. Чаще всего различают общую открытую и эффективную пористость. При оценке фонтаноопасности принимают во внимание значение общей пористости, а не значение эффективной пористости, которая учитывается при эксплуатации скважины. В осадочных породах открытая пористость колеблется от 0,05 до 0,035, а в глинах — от 0,05 до 0,65 ед.

При эксплуатации скважины, как и при возникновении газонефтеводопроявления или открытого газового фонтана, происходит перемещение флюидов из пласта в скважину и непосредственно по пласту. Движение жидкости в пористой среде называется фильтрацией, а параметром, определяющим последнюю, — проницаемость. Поэтому с позиции интенсивности притока флюидов к горной выработке и развития газонефтеводопроявления являются фильтрационные свойства, которые, по мнению авторов, являются зависящими от многих составляющих, таких как конфигурация, размеры и пересеканность фильтрационных каналов, а также от свойств самих флюидов: вязкости, сжимаемости, градиента сдвига. В общих чертах под проницаемостью горной породы понимается ее способность пропускать через себя жидкость или газ при наличии перепада давления. Единицей проницаемости является $\text{см}^3/\text{с}$. Физический смысл такой размерности заключается в том, что проницаемость характеризует величину площади сечения. Для газовых скважин высокой проницаемостью обладают породы с величинами более 100 мдР.

Пористость и проницаемость совокупно характеризуют породы-коллекторы с позиций потенциальной газонефтеотдачи, тем самым являясь характеристиками фонтаноопасности. Однако функциональной зависимости между ними не существует. Одни породы, например, некоторые глины, могут иметь большую пористость, но малую проницаемость, другие, например, известняки, наоборот, при малой пористости имеют высокую проницаемость.

Породы в условиях залегания в продуктивном пласте находятся под воздействием вертикального и бокового горного давления вышележащих горных пород и внутрипластового давления. Совокупность этих давлений определяет упругую энергию пластов-коллекторов, а также оказывает существенное влияние на пористость и проницаемость горных пород. Нами установлено, что проницаемость песчано-глинистых отложений на глубине более 1 200 м может быть на 10–40 % меньше по сравнению с данными лабораторных исследований, а пористость — меньше на 20–30 %, что существенно влияет на оценку фонтаноопасности.

Температурный режим нефтегазового пласта с позиций фонтаноопасности имеет достаточно большое значение для оценки свойств углеводородных флюидов, находящихся в пластовых условиях. Ведь плотность и вязкость во многом определяют под-

вижность флюидов в пористой среде, а они, в свою очередь, напрямую являются функциями давления и температуры. Отсюда следует важность сведений о температурном режиме пластов-коллекторов.

Таким образом, рассмотренные в данной статье геолого-физические характеристики нефтегазовых пластов взаимосвязаны и играют существенную роль в определении возможности и интенсивности поступления пластовых флюидов в скважину.

При этом планирование и реализация технологических операций без учета геолого-физических характеристик пластов может привести к возникновению газонефтеводопроявлений и открытым фонтанам при строительстве (особенно при вскрытии продуктивных пластов), эксплуатации и ремонте скважин.

Список литературы

1. Фонтаноопасность при бурении, эксплуатации и ремонте скважин / Л. У. Чабаяев, Д. М. Чудновский, С. Р. Хлебников, А. Г. Аветисов, Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, Ю. А. Пуля. – Краснодар: Изд-во «Просвещение-Юг», 2009. – 267 с.
2. Осложнения, аварии и фонтаноопасность при строительстве и ремонте нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособ. / А. В. Кустышев, Ю. В. Ваганов, М. В. Двойников, И. А. Кустышев, А. А. Сингуров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 300 с.
3. Кустышев А. В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 212 с.
4. Предупреждение газопроявлений и открытых фонтанов при ремонте скважин в экстремальных условиях Крайнего Севера / Л. У. Чабаяев, А. В. Кустышев, Г. П. Зозуля, М. Г. Гейхман. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 189 с.

Сведения об авторах

Чудновский Дмитрий Маркович, главный инженер, заместитель генерального директора ООО «Газпром геотехнологии», г. Москва, тел. 8(495)9402749, e-mail: D.Chudnovske@gazpromgeotech.ru

Долгушин Владимир Алексеевич, к. т. н., директор Международного учебно-тренировочного центра, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Попова Жанна Сергеевна, аспирант, старший преподаватель кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)206092, e-mail: burenie@rambler.ru

Information about the authors

Chudnovskii D. M., chief engineer, Deputy General Director of LLC «Gazprom geotechnologies», Moscow, phone: 8(495) 9402749, e-mail: D.Chudnovske@gazpromgeotech.ru

Dolgushin V. A., Candidate of Science in Engineering, Director of the International Education and Training Center of Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen

Popova J. S., postgraduate, senior lecturer of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, ph: 8(3452)206092, e-mail: burenie@rambler.ru