SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ОЦЕНКА ПРЕДЕЛЬНОГО ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ, ИСКЛЮЧАЮЩЕГО РАЗРУШЕНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА, НА ОСНОВЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

А. И. Ермолаев*[1], С. И. Ефимов[1], П. В. Пятибратов[1], Е. Д. Миниханов[1], Н. В. Дубиня[2], А. М. Леонова[2]

[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва, Россия;

[2]Институт физики Земли имени О. Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия

Estimation of the maximum downhole pressure, excluding the destruction of the bottom-hole zone of the formation, based on geomechanical core studies

A. I. Ermolayev*[1], S. I. Efimov[1], P. V. Pyatibratov[1], E. D. Minikhanov[1], N. V. Dubinya[2], A. M. Leonova[2]

[1]Gubkin University, Moscow, Russia;

[2]Schmidt Institute of Physics of The Earth of The Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

A B S T R A C T

The purpose of the work is to generate a methodology to substantiate the limit values of parameters that determine the technological mode of operation for production gas wells. The basis for this is the data of laboratory geomechanical and filtration core studies and the results of mathematical modeling. Determination of filtration-capacitance and strength characteristics of weakly cemented (weakly consolidated) cores of Cenomanian and Turonian ages was carried out under reservoir conditions (in terms of baric parameters). The research was aimed at identifying the limitations, the violation of which leads to the destruction of the reservoir. A modification of the methodology for determining the marginal depression based on laboratory core studies and mathematical modeling using the Coulomb-Mohr destruction criterion is proposed.

Keywords: gas wells; pressure; depression; core; stress; formation; destruction.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Для обеспечения надежной эксплуатации добывающих газовых скважин в условиях разрушения призабойной зоны скважины, вследствие изменения напряженно-деформированного состояния пласта из-за снижения давления и турбулентного режима течения пластовой смеси необходим выбор технологического режима их работы, при котором исключается образование песчаных и жидкостных пробок в скважине и газосборном коллекторе (ГСК). Это, в свою очередь, требует определения предельно допустимых значений параметров, характеризующих технологический режим работы газовой скважины, что вызывает необходимость проведения лабораторных геомеханических и фильтрационных исследований керна, согласованных с математическим моделированием процессов разрушения горных пород.

Объектом исследований является продуктивная толща отложений сеноманского возраста газовых месторождений Надым-Пур-Тазовского региона. Пласты обычно сложены слабосцементированными породами и на поверхность из скважин часто поднимается рыхлый песок. Породы представлены песчаниками и алевролитами преимущественно серого и светло-серого цвета, иногда с желтоватым и зеленоватым оттенком; встречаются темно-серые вкрапления. Разделяющие песчаные прослои глины темно-серые до черных, слюдистые, плотные, часто алевритистые или песчанистые. Наряду с ними встречаются алевролиты темно-серые, глинистые, плотные и серые известняки плотные, крепкие, скрытокристаллические или мелкозернистые.

В настоящей работе представлены результаты лабораторных геомеханических и фильтрационных исследований керна по определению прочностных характеристик пласта, включавших одноосное сжатие, многостадийное одноосное сжатие, исследования на толстостенном цилиндре. Полученные результаты позволили модифицировать методику по определению предельной допустимой депрессии на пласт на основе критерия Кулона – Мора.

Причиной разрушения продуктивного пласта является изменение напряженно-деформированного состояния призабойной зоны пласта (ПЗП), обусловленное градиентами давления при эксплуатации скважин, что усугубляется вторжением в ПЗП пластовой или конденсационной воды, которая смачивает породу и приводит к намоканию и разбуханию скелета пласта. При этом происходит поступление на забой скважины продуктов разрушения пласта, состоящих из частиц пласта-коллектора

***E-mail:** ermolaev.a@gubkin.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100832

и глинистых частиц. Наличие механических примесей в составе добываемой продукции вызывает не только образование песчано-жидкостных пробок в стволе скважины и снижение притока газа к скважинам, но и приводит к недопустимому абразивному износу устьевого оборудования, обвязки скважины и внутрипромысловых шлейфов. Следствием износа, является уменьшение межремонтного периода и преждевременная замена оборудования, увеличение эксплуатационных затрат газодобывающего предприятия. Деформационные процессы, происходящие при повышении эффективного давления, также часто сопровождаются изменением фильтрационно-емкостных свойств, в том числе необратимым, что является одним из факторов снижения продуктивности скважин [1, 2]. Таким образом, процесс пескопроявления являющийся следствием разрушения продуктивного пласта и ПЗП, относится к одной из ключевых проблем при эксплуатации газовых скважин сеноманских отложений [3].

Для контроля состояния призабойной зоны пласта проводятся газогидродинамические исследования (ГДИ) скважины. Чтобы выяснить, разрушается ли пласт, следует контролировать вынос механических примесей. Так, на одной из скважин сеноманских отложений месторождения N Западной Сибири в 2019 году были проведены специальные ГДИ с выпуском газа в атмосферу (рис. 1) с использованием коллектора «Надым-2», что позволило определить количественное содержание механических примесей и жидкостей в потоке добываемой продукции, а также расхода сухого газа.

Максимальный вынос песка составлял 0.56 объемных долей при дебите газа 0.238 млн. м^3/сут. При дальнейшем увеличении дебита газа количество механических примесей снижается, что связано с очищением ПЗП от песка при эксплуатации скважины.

На месторождении N Западной Сибири из продуктивного пласта сеноманского возраста в период с 2016 по 2022 год производился отбор пластовой смеси со всего фонда скважин для отслеживания содержания механических примесей в газе с помощью коллектора «Надым-2» (рис. 2).

Из рисунка 2 следует, что в некоторых скважинах отмечается критический вынос механических примесей, намного превышающий допустимые нормы выноса, определяемые расчетным путем, в зависимости от срока эксплуатации и остаточной толщины труб [4].

На рисунке 2 можно наблюдать, что содержание механических примесей в пластовом газе не коррелирует с дебитом газа. Так, объемное содержание механических примесей в диапазоне 0.1-0.8 наблюдается при дебите газа от 100 до 200 тыс. м^3/сут. У скважин, производительность которых больше 200 тыс. м^3/сут., объемное содержание механических примесей не превышает 0.2.

Для обоснованного выбора технологического режима эксплуатации газовых скважин при разработке сеноманских газовых залежей необходимо определение содержания механических примесей и жидкости в добываемой продукции с целью снижения негативного влияния отмеченных выше осложнений, определение условий резкого роста объемной доли механических примесей. Как было указано выше, рост объемной доли механических примесей может быть связан с механическим разрушением пород ПЗП, вызываемым перераспределением

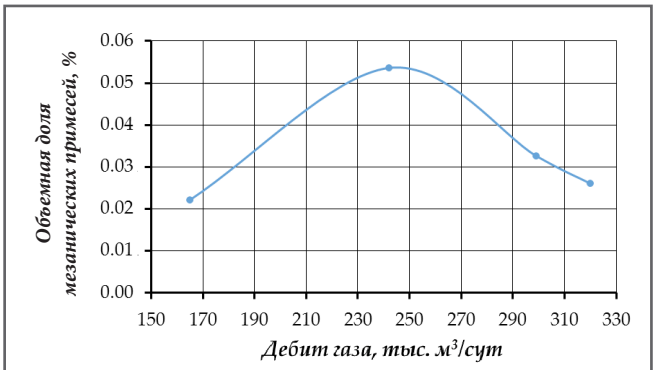

Рис. 1. Зависимость выноса механических примесей от дебита газа скважины месторождения М

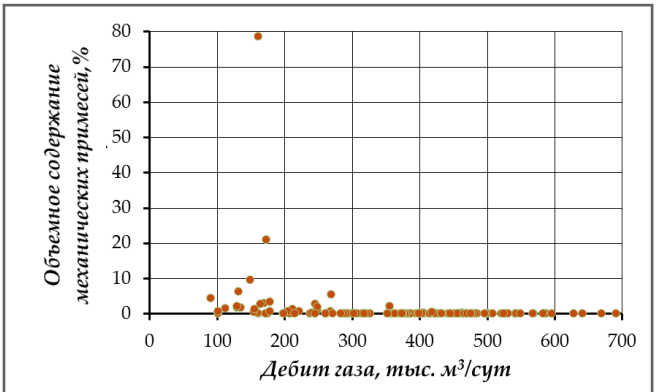

Рис. 2. Результаты осредненных замеров содержания механических примесей от дебита по скважинам месторождения N Западной Сибири

силовых факторов в породе в ходе эксплуатации добывающей скважины. Для определения условий разрушения необходимо проведение лабораторных экспериментов по оценке механических свойств изучаемых пород, в первую очередь, прочностных свойств. Ниже представлены результаты таких лабораторных исследований, выполненные на оборудовании центра коллективного пользования Института физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук [5, 6]. Оценка же предельных значений депрессии на пласт является результатом математического моделирования разрушения пород ПЗП в ходе работы скважины на основе прочностных и фильтрационно-емкостных свойств, определяемых на образцах керна [7].

Лабораторные исследования

Для обоснования технологического режима эксплуатации добывающих скважин недостаточно только результатов промысловых исследований выноса продуктов разрушения пласта, описанных выше. Для обоснования значений депрессий и дебита необходимо также провести лабораторные исследования кернового материала. Однако сеноманский керн при извлечении на поверхность начинает разрушаться в связи с изменением термобарических условий и низкой степени консолидации. В рамках данной работы лабораторные исследования были проведены на слабосцементированном керне из продуктивного пласта сеноманского возраста. Количество экспериментов ограничено, ввиду небольшого количества образцов, пригодных для исследований.

Определение фильтрационно-емкостных параметров образцов керна по газу в атмосферных и барических условиях определялись на установке «СМП-ПП». Данная

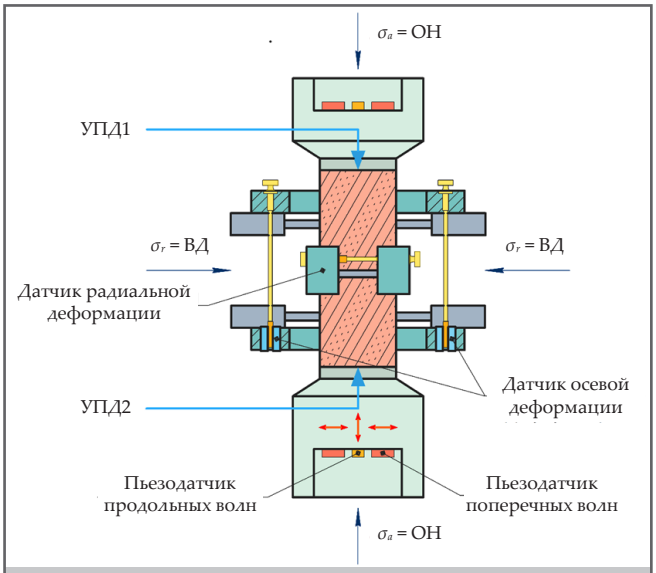

Рис. 3. Схема сервогидравлической испытательной установки GCTS RTR-4500 при геомеханических испытаниях

Рис. 4. Образец сеноманского возраста

установка позволяет провести измерения открытой пористости газоволюметрическим методом и коэффициента абсолютной газопроницаемости методом нестационарной фильтрации. Прочностные свойства по одностадийному и многостадийному (трехосному) сжатию проводились при помощи сервогидравлической установки GCTS RTR4500 (рис. 3) и системы акустической регистрации упругих волн GCTS ULT 100 [6, 8, 9].

Для получения качественных результатов лабораторных экспериментов по исследованию фильтрационных и геомеханических свойств керна к образцам предъявляются строгие требования. Размеры образца должны строго подходить под требования кернодержателя установки - 30×60 мм (рис. 4), торцы отшлифованы, керновый материал высушен и эстрагирован. Удовлетворение этим требованиям является существенной проблемой применительно к образцам сеноманского возраста.

Использованный керн состоит из крупно- и средне-зернистого песчаника (рис. 4) и «рассыпается» в атмосферных условиях. Это осложняет подготовку образцов к исследованиям и значительно ограничивает количество экспериментов.

Измерение пористости газоволюметрическим методом основано на законе Бойля-Мариотта. А именно, изменяя в системе объемы газа или давление, можно получить данные, по которым рассчитываются объем частиц и пористость. Первоначально было проведено литологическое описание образцов керна и измерены внешние геометрические параметры каждого образца – длина, высота, диаметр. Затем их поочередно помещали в кернодержатель порозиметра и осуществляли фильтрацию азота, обладающего большой проникающей способностью [10].

Параметры, получаемые в результате геомеханических исследований керна, могут использоваться как входные данные для геомеханического моделирования и последующих расчетов выноса твердой фазы, дизайна гидроразрыва пласта, расчета устойчивости ствола скважины, оценки трещиноватости и других расчетов, связанных с геомеханикой. К таким параметрам относятся:

1) *статический модуль общей деформации (модуль Юнга)*, характеризующий способность горной породы сопротивляться сжатию и не зависящий от размеров и формы образца;

2) *статический коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона)*, определяющий зависимость между продольными и поперечными деформациями горной породы и характеризующий упругие свойства материала;

3) *предел упругости* – максимальное напряжение нагрузки, после снятия которой не возникает остаточных (пластических) деформаций;

4) *предел прочности* – механическое напряжение, при достижении которого происходит разрушение горной породы;

5) *угол внутреннего трения*, характеризующий рост сдвиговой прочности материала с ростом в нем среднего давления (представляет собой коэффициент пропорциональности между приращениями касательных и нормальных напряжений при сдвиге);

6) *сцепление (когезия)*, характеризующее предельное сопротивление сдвигу по площадке, на которой отсутствует нормальное давление (отсутствует сопротивление сдвиговым усилиям за счет внутреннего трения);

7) *паспорт прочности* представляет собой зависимость предельных разрушающих касательных напряжений от действующих в горной породе нормальных напряжений (графически представляет собой огибающую серии предельных кругов напряжений);

8) *активность акустической эмиссии* (регистрация датчиками на двух опорных плитах), характеризует излучение упругих волн, возникающих в результате частично обратимых или необратимых изменений структуры твердых тел.

В данных испытаниях причиной акустической эмиссии является процесс деформирования, связанный с ростом дефектов, например, трещин или зон пластической деформации.

Значения горного и пластового давления для всех исследуемых образцов рассчитывались на основе исходных данных по рассматриваемому месторождению. Параметры многостадийного испытания (четыре цикла при различных значениях бокового обжатия, в ходе которых, в рамках каждого цикла, при сохранении бокового напряжения на заданном для цикла уровне осевое напряжение в образце сперва непрерывно повышается от величины бокового обжатия до предела упругости, а далее снижается до уровня бокового обжатия) определялись, исходя из постепенного приведения образцов горной породы к условиям, соответствующим пластовым

условиям (с целью предотвращения разрушения образца при быстром его нагружения до предельных нагрузок). При этом использовались следующие формулы [11]:

- эффективное горное давление – $P_{эф}$ рассчитывается по формуле:

$$P_{эф} = P_{гор} - n \cdot P_{пл}, \quad (1)$$

где n = 1, $P_{гор}$, $P_{пл}$ – соответственно, горное и пластовое давление, МПа;

- максимальное давление всестороннего обжима $P_{max.обжима}$ рассчитывается по формуле:

$$P_{max.обжим} = 0.9 \cdot P_{эф}. \quad (2)$$

Таким образом, изменение эффективного давления при испытаниях на образцах керна, имитирует процесс разработки месторождения.

Для проведения экспериментов выбраны четыре образца сеноманского возраста. В таблице 1 представлены номера образцов, их исходные и замеренные фильтрационно-емкостные параметры, определенные на установке «СМП – ПП».

Исходя из данных, приведенных в таблице 1, построены зависимости фильтрационно-емкостных свойств от эффективного давления. На рисунках 5 и 6 показаны графики полученных зависимостей.

По результатам испытаний по определению пористости и проницаемости можно наблюдать, что при изменении пластового давления от начального ($P_{эф}$ = 13 МПа) до конечного ($P_{эф}$ = 23 МПа), когда пластовое давление равняется атмосферному, пористость снижается от 1.5 до 9.0 %, а проницаемость в диапазоне от 0.139 до 0.290 мкм².

Таким образом, в процессе разработки месторождения, необходимо учитывать, что фильтрационно-емкостные свойства пласта ухудшаются в связи с протеканием деформационных процессов.

На образцах С2 и С4 проведены исследования на прочностные свойства. На рисунке 7 представлены результаты испытания при многостадийном трехосном сжатии образца керна С4 с регистрацией акустической эмиссии ($F_{АЭ}$). При проведении данного испытания регистрировались во времени изменения осевого и радиального напряжений ($\sigma_{ос}$).

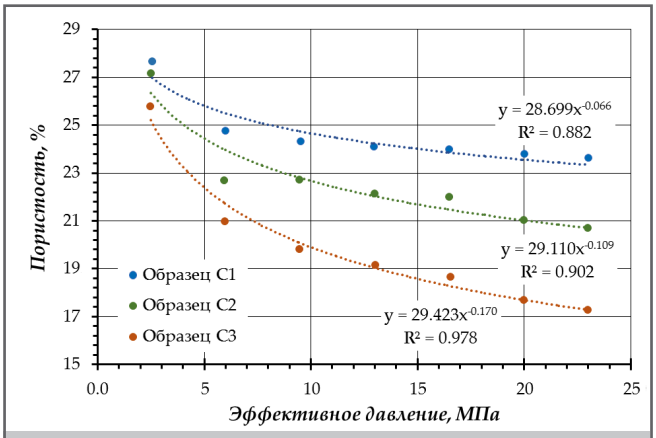

Рис. 5. Изменения пористости от эффективного давления образцов песчаника сеноманского возраста

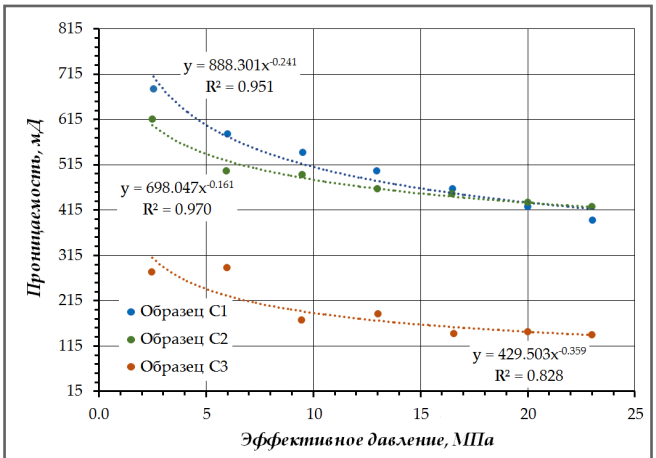

Рис. 6. Изменения проницаемости по газу от эффективного давления образцов песчаника сеноманского возраста

На рисунке 8 представлены результаты испытания при одностадийном одноосном сжатии образца керна С2 с регистрацией акустической эмиссии ($F_{АЭ}$).

По результатам проведения многостадийного трехос-

Таблица 1

Основные исходные и замеренные параметры образцов сеноманского возраста

№ образца	Длина/диаметр образца, мм	Вес сухого образца, г	Минеральная плотность, г/см³	Атмосферные условия				
				Давление обжима, МПа	Объем пор, см³	Коэффициент пористости, %	Плотность образца по газу, г/см³	Проницаемость по газу, мкм²
С1	64.9/27.1	62.7	2.32	2.54	10.4	27.7	1.7	0.682
С2	49.6/27.2	47.2	2.21	2.48	7.4	25.8	1.6	0.278
С3	53.2/28.8	57.3	2.27	2.50	8.9	23.6	1.6	0.524
С4	69.5/27.1	69.9					1.7	
				Пластовые условия				
С1				23	8.8	23.6	1.75	0.392
С2				23	7.4	17.3	1.79	0.139
С3				23	9.4	20.7	1.77	0.421

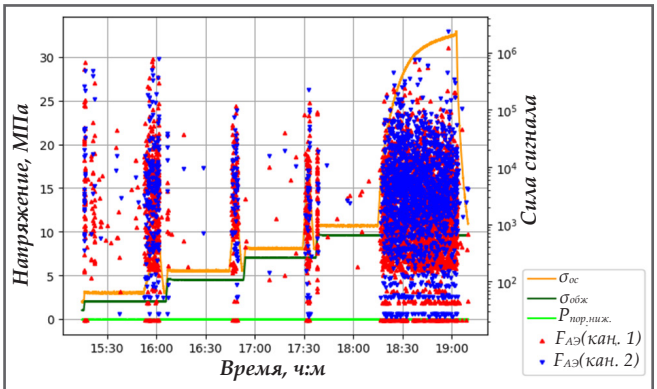

Рис. 7. График изменения силы сигнала акустической эмиссии по двум каналам, а также, осевого и радиального напряжений при проведении многостадийного трехосного сжатия образца С4

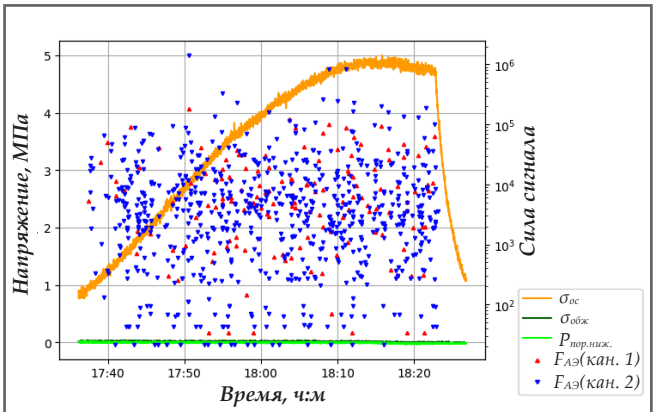

Рис. 8. Графики изменения силы сигнала акустической эмиссии по двум каналам, а также, осевого напряжения в ходе испытания образца С2

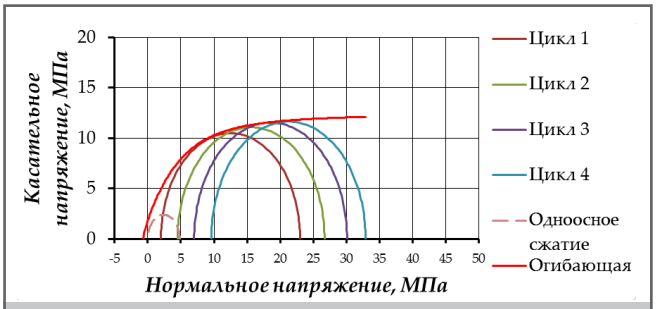

Рис. 9. Пример построения паспорта прочности для штуфа керна С2

ного сжатия и одностадийного сжатия были построены паспорта прочности образцов. На рисунке 9 представлен паспорт прочности С2.

Циклы, изображенные на рисунке 9, являются результатами многостадийного трехосного сжатия. Давление разрушения при одностадийном одноосном сжатии составляет 4.8 МПа. При построении паспорта прочности определяется внутренняя прочность на сдвиг (когезия), равная 1.85 МПа и угол внутреннего трения – 3.27°. Т.к. сеноманский керн слабосцементированный, то вышеупомянутые испытания проводились на сухих образцах, при увеличении водонасыщенности порода при контакте с пластовой водой начинает разрушаться [12].

Математическое моделирование

Как было отмечено выше, полученные результаты используются для обоснования технологических режимов эксплуатации скважин с привлечением математического моделирования. Рассмотрим цилиндрическую систему координат, связанную со скважиной. Напряженное состояние среды в такой системе координат будет описываться через осевое, радиальное и тангенциальное напряжение. Данные напряжения характеризуют напряженно-деформированное состояние продуктивного пласта. На изменение радиального напряжения напрямую влияет изменение депрессии добывающей скважины, а именно увеличение депрессии приводит к увеличению радиального напряжения, возникающего в продуктивном пласте [13].

На стенке скважины указанные напряжения будут оставаться главными и определяться по известным аналитическим выражениям [14], как функции от полярного угла используемой системы координат, коэффициента Пуассона (для радиального напряжения) и естественных эффективных напряжений в пласте (напряжения, существующие на отдалении от скважины. Концентрация напряжений в окрестности скважины приводит к тому, что в направлении действия минимального горизонтального напряжения на стенке скважины реализуются растягивающие напряжения, что приводит к образованию трещин растяжения при повышении давления на скважине (например, при ГРП). В направлении же максимального горизонтального напряжения разница между максимальным напряжением (из осевого, радиального и тангенциального) и минимальным из них достигает своего максимума. При этом все три напряжения остаются сжимающими, поэтому может произойти достижение критерия разрушения, пример которого продемонстрирован на рисунке 9. В этом направлении может выполняться неравенство:

$$\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r, \tag{3}$$

где $\sigma_z, \sigma_\theta, \sigma_r$ – соответственно, осевое, тангенциальное, радиальное напряжения.

Введем обозначения: $\sigma_1 \equiv \sigma_z, \sigma_3 \equiv \sigma_r$. Значение максимального напряжения σ_1 принимается из последнего цикла испытания образца при построении паспорта прочности. Условие Кулона-Мора при соблюдении неравенства $\sigma_1 > \sigma_\theta > \sigma_3$ примет вид [13]:

$$\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2\cos\varphi} + \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} tg\varphi = C_0, \tag{4}$$

где φ – угол внутреннего трения; C_0 – коэффициент сцепления, МПа.

Из формулы (4) можно найти минимальное напряжение σ_3:

$$\sigma_3 = \frac{\sigma_1(1+\sin\varphi) - 2C_0\cos\varphi}{1-\sin\varphi}, \tag{5}$$

где постоянные φ и C_0 определяются из паспорта прочности.

Предлагается модификация критерия разрушения, которая заключается во введении допущения, что до разработки месторождения, радиальные напряжения в пласте-коллекторе близки к литостатическому, т.е. давление в любом направлении равномерно и одинаково, следовательно, не происходит деформации породы. Таким образом, с учетом забойного давления значение минимального напряжения σ_3 будет определяться формулой:

$$\sigma_3 = \sigma_r = P_0 - P_w(t) - \lambda\frac{1-2\mu}{1-\mu}\left(P_{пл}(t) - P_w(t)\right), \tag{6}$$

где P_0 – начальное пластовое давление, МПа; P_w – забой-

ное давление, МПа; $P_{пл}(t)$ – текущее пластовое давление, МПа; μ – коэффициент Пуассона; λ – коэффициент бокового распора, рассчитываемый по формуле [14]:

$$\lambda = \frac{\mu}{1-\mu}. \quad (7)$$

Подставляя формулу (5) в уравнение (6), получим формулу для определения критического забойного давления, необходимого для определения предельной депрессии на пласт:

$$P_w = \frac{P_0 - \frac{\sigma_1(1+\sin\varphi) - 2C_0\cos\varphi}{1-\sin\varphi} - \lambda\frac{1-2\mu}{1-\mu}P_{пл}(t)}{1-\lambda\frac{1-2\mu}{1-\mu}}. \quad (8)$$

Формула (8), основанная на допущении (6), отличает предлагаемую методику расчета критического забойного давления от существующих методических подходов, подобных по назначению [17-19]. Существующие методы требуют гораздо большего набора исходных данных, чем предлагаемый подход. Кроме этого, формула (8) позволяет получить предельно допустимую депрессию в виде зависимости от текущего пластового давления.

Полученные из выше представленных экспериментов данные были использованы для расчетов забойного давления по формуле (8). На рисунке 10 приведено графическая иллюстрация полученных результатов. Приведенные на этом рисунке графики могут быть использованы для определения предельно допустимой депрессии. Кроме этого, на рисунке 10 указаны фактические значения забойных давлений при эксплуатации газовых скважин сеноманских отложений.

На рисунке 10 зона, расположенная выше синей линии (значения пластового давления), является недопустимой при эксплуатации добывающей скважины, так как забойное давление в этой зоне становится выше пластового. Зеленая область представляет собой зону допустимой депрессии, при которой пласт не разрушается. Нижняя граница данной области (желтая линия) является набором значений критического забойного давления, полученных в результате расчета по формуле (8) при изменении текущего пластового давления. В этой зоне для заданного значения пластового давления (точка на оси абсцисс) максимально допустимая депрессия на пласт представляет собой расстояние между ординатой точки, находящейся на синей линии, и ординатой точки, находящейся на желтой линии.

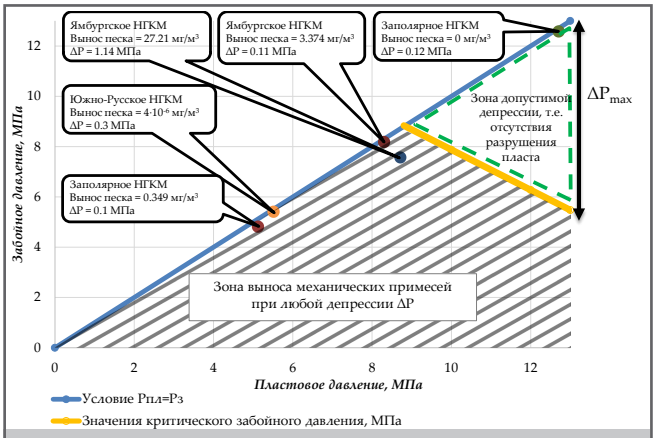

Рис. 10. Диаграмма для оценки предельно допустимой депрессии на пласт

Зона, ограниченная синей и желтой линиями, а также координатными осями, представляет собой недопустимую область. В этой зоне при дальнейшем снижении пластового давления любое значение депрессии на пласт будет вызывать его разрушение, а также будут выноситься механические примеси в составе пластовой смеси при превышении критической скорости потока.

Анализируя графики, приведенные на рисунке 10, можно сделать вывод, что при снижении пластового давления ниже 8.4 МПа вынос песка с забоя скважины будет при любом значении депрессии. На рисунке 10 также нанесены фактические точки, соответствующие технологическим режимам эксплуатации скважин [20-22].

Выводы

Использование результатов геомеханических исследований керна, полученных по представленной методике, имитирующей пластовые условия, является основой для повышения обоснованности оценки предельного забойного давления, исключающего разрушение призабойной зоны пласта.

Разработанная методика расчета предельного забойного давления основана на модификации критерия Кулона-Мора и базируется на согласовании результатов лабораторных исследований керна и математического моделирования. В результате проведенных лабораторных экспериментов и расчетов по предлагаемой методике для условий слабосцементированных коллекторов отложений сеномана графически показаны области пластовых и забойных давлений, при которых прогнозируется разрушение призабойной зоны пласта. Результаты выполненных расчетов по оценке критических пластовых и забойных давлений подтверждаются фактическими замерами выноса механических примесей. Для условий отложений сеномана создание депрессий, исключающих вынос механических примесей, возможно в диапазоне пластовых давлений от начального до 8.4 МПа.

Применение предлагаемого подхода может быть расширено для широко спектра отложений со слабосцементированным коллектором при проведении соответствующих исследований прочностных и фильтрационно-емкостных свойств рассматриваемых месторождений.

Литература

1. Мищенко, И. Т., Бравичева, Т. Б., Пятибратов, П. В. (2004). Оценка добывных возможностей скважин низкопроницаемых коллекторов. *Бурение и нефть*, 11, 18-19.

2. Мищенко, И. Т., Бравичева, Т. Б., Бравичев, К. А., Пятибратов, П. В. (2003). Система добычи нефти из истощенных залежей с использованием природной энергии. *Бурение и нефть*, 9, 14-17.

3. Yan, C., Deng, J., Lai, X., et al. (2014). Critical drawdown pressure of depleted reservoir. *Indian Geotechnical Journal*, 44(1), 101-106.

4. (2007). СТО Газпром 2-2.3-117-2007. Инструкция по расчету поврежденных и находящихся в особых условиях эксплуатации обсадных колонн. *Москва: ООО «ИРЦ Газпром»*.

5. Ермолаев, А. И., Ефимов, С. И., Миронов, Е. П., Легай, А. А. (2019). Обоснование предельных дебитов газовых скважин сеноманских залежей с целью предотвращения разрушения призабойной зоны и абразивного износа устьевого оборудования. *Наука и техника в газовой промышленности*, 2(78), 38-45.

6. Veselovskiy, R. V., Dubinya, N. V., Ponomarev, A. V. (2022). Shared research facilities «petrophysics, geomechanics and paleomagnetism» of the Schmidt Institute of Physics of the Earth RAS. *Geodynamics & Tectonophisycs,* 13(2), 12.

7. Ефимов, С. И. (2020). Методика комплексной оценки предельной депрессии на пласт при эксплуатации газовых скважин. *Наука и техника в газовой промышленности*, 3(83), 19-25.

8. Тихоцкий, С. А., Фокин, И. В., Баюк, И. О. и др. (2007). Комплексные лабораторные исследования керна в ЦПГИ ИФЗ РАН. *Наука и технологические разработки*, 96(2), 17–32.

9. Порошин, М. А., Тананыхин, Д. С., Григорьев, М. Б. (2020). Анализ лабораторных методов исследования процесса пескопроявления при разработке нефтяных месторождений. *Вестник Евразийской науки*, 2, 2-3.

10. (1986). ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. *Москва: Издательство стандартов.*

11. Жуков, В. С. (2006). Лабораторное моделирование снижения пластового давления при разработке месторождений нефти и газа. *Бурение и нефть*, 1, 8-9.

12. Khaksar, A., Asadi, M. S., Younessi, A. (2021, November). Comparison and validation of analytical and numerical sand production prediction methods with core tests and field sanding data. ARMA-IGS-21-060. In: *ARMA/DGS/SEG International Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association*.

13. Aadnoy, B. S., Kaarstad, E., Goncalves, C. J. (2013, March). Obtaining both horizontal stresses from wellbore collapse. SPE-163563-MS. In: *SPE/IADC Drilling Conference. Society of Petroleum Engineers*.

14. Jaeger, J. C., Cook, N. G. W. (1979). Fundamentals of rock mechanics. *London*: *Chapman and Hall*.

15. Дубиня, Н. В. (2019). Обзор скважинных методов изучения напряженного состояния верхних слоев земной коры. *Физика Земли*, 2, 137-155.

16. Попов, А. Н., Головкина, Н. Н., Исмаков, Р. А. (2005). Определение коэффициента бокового распора пористых горных пород по промысловым данным. *Нефтегазовое дело,* 4.

17. Oluyemi, G., Oyeneyln, B. (2010). Analytical critical drawdown (CDD) failure model for real time sanding potential prediction based on hoek and brown failure criterion. *Journal of Petroleum and Gas Engineering*, 1(2), 16-27.

18. Hoek, E., Brown, E. T. (1997). Practical estimates of rock mass strength. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences,* 34 (8), 1165-1186.

19. Abass, H. H, Habbtar, A. H., Shebatalhamd, A. (2003, June). Sand control during drilling, perforation, completion and production. SPE-81492-MS. In: *Middle East Oil Show. Society of Petroleum Engineers*.

20. Завьялов, С. В., Сопнев, Т. В., Кушнирюк, В. Д. и др. (2018). Результаты исследования характеристик датчиков-сигнализаторов твердых примесей и жидкости при эксплуатации скважин с различными конструкциями вскрытия продуктивного горизонта. *Нефтегазовое дело*, 16(8), 11.

21. Завьялов, С. В., Кушнирюк, В. Д., Горлов, С. Н. и др. (2017). Телеметрический мониторинг режимов эксплуатации скважин Харвутинской площади ЯНГКМ в условиях выноса песка и жидкости с использованием датчиков-сигнализаторов ДСП-А. *Газовая промышленность*, 1, 12.

22. Назаров, С. И., Горлов, С. Н., Тябликов, А. В., Алимгафаров, Р. И. (2010). Методика автоматизированного контроля выноса жидкости и песка на сеноманских скважинах Ямбургского НГКМ в условиях падающей добычи газа. *Москва: Газпром ВНИИГАЗ*.

References

1. Mishchenko, I. T., Bravicheva, T. B., Pyatibratov, P. V. (2004). Evaluation of the production capabilities of wells of low-permeability reservoirs. *Drilling and Oil*, 11, 18-19.

2. Mishchenko, I. T., Bravicheva, T. B., Bravichev, K. A., Pyatibratov, P. V. (2003). A system for extracting oil from depleted deposits using natural energy. *Drilling and Oil*, 9, 14-17.

3. Yan, C., Deng, J., Lai, X., et al. (2014). Critical drawdown pressure of depleted reservoir. *Indian Geotechnical Journal*, 44(1), 101-106.

4. (2007). STO Gazprom 2-2.3-117-2007. Instructions for the calculation of damaged casing columns and those in special operating conditions. *Moscow: «RC Gazprom»*.

5. Ermolaev, A. I ., Efimov, S. I., Mironov, E. P., Legai, A. A. (2019). Justification of the marginal flow rates of gas wells of Cenomanian deposits in order to prevent the destruction of the bottom-hole zone and abrasive wear of wellhead equipment. *Science and Technology in the Gas Industry*, 2(78), 38-45.

6. Veselovskiy, R. V., Dubinya, N. V., Ponomarev, A. V. (2022). Shared research facilities «petrophysics, geomechanics and paleomagnetism» of the Schmidt Institute of Physics of the Earth RAS. *Geodynamics & Tectonophisycs,* 13(2), 12.

7. Efimov, S. I. (2020). The method of complex assessment of the marginal depression on the reservoir during the operation of gas wells. *Science and Technology in the Gas Industry*, 3(83), 19-25.

8. Tikhotsky, S. A., Fokin, I. V., Bayuk, I. O., et al. (2007). Comprehensive laboratory studies of the core in the CPGI of the IFZ RAS. *Science and Technological Developments,* 96(2), 17-32.

9. Poroshin, M. A., Tananykhin, D. S., Grigoriev, M. B. (2020). Analysis of laboratory methods for studying the process of sand formation in the development of oil fields. *Bulletin of Eurasian Science*, 2, 2-3;

10. (1986). GOST 26450.2-85. Rocks. Method for determination of absolute gas permeability coefficient by stationary and non-stationary filtration. *Moscow: Standards Publisher*.

11. Zhukov, V. S. (2006). Laboratory modeling of reservoir pressure reduction during the development of oil and gas fields. *Drilling and Oil*, 1, 8-9.

12. Khaksar, A., Asadi, M. S., Younessi, A. (2021, November). Comparison and validation of analytical and numerical sand production prediction methods with core tests and field sanding data. ARMA-IGS-21-060. In: *ARMA/DGS/SEG International Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association.*

13. Aadnoy, B. S., Kaarstad, E., Goncalves, C. J. (2013, March). Obtaining both horizontal stresses from wellbore collapse. SPE-163563-MS. In: *SPE/IADC Drilling Conference. Society of Petroleum Engineers*.

14. Jaeger, J. C., Cook, N. G. W. (1979). Fundamentals of rock mechanics. *London*: *Chapman and Hall*.

15. Dubinya, N. V. (2019). A review of borehole methods for studying the stress state of the upper layers of the Earth's crust. *Physics of the Earth*, 2, 137-155.

16. Popov, A. N., Golovkina, N. N., Ismakov, R. A. (2005). Determination of the lateral expansion coefficient of porous rocks according to field data. *Oil and Gas Business, 4.*

17. Oluyemi, G., Oyeneyln, B. (2010). Analytical critical drawdown (CDD) failure model for real time sanding potential prediction based on hoek and brown failure criterion. *Journal of Petroleum and Gas Engineering*, 1(2), 16-27.

18. Hoek, E., Brown, E. T. (1997). Practical estimates of rock mass strength. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences,* 34 (8), 1165-1186.

19. Abass, H. H, Habbtar, A. H., Shebatalhamd, A. (2003, June). Sand control during drilling, perforation, completion and production. SPE-81492-MS. In: *Middle East Oil Show. Society of Petroleum Engineers.*

20. Zavyalov, S. V., Sopnev, T. V., Kushniryuk, V. D., et al. (2018). The results of the study of the characteristics of sensors-detectors of solid impurities and liquids during the operation of wells with various designs of opening the productive horizon. *Oil and Gas Business*, 16(8), 11.

21. Zavyalov, S. V., Kushniryuk, V. D., Gorlov, S. N., et al. (2017). Telemetric monitoring of operating modes of wells of the Harvutinskaya YANGKM area in conditions of sand and liquid removal using DSP-A signaling sensors. *Gas Industry*, 1, 12.

22. Nazarov, S. I., Gorlov, S. N., Tyablikov, A. V., Alimgafarov, R. I. (2010). The method of automated control of liquid and sand removal at the Cenomanian wells of the Yamburg NGCM in the conditions of falling gas production. *Moscow: Gazprom VNIIGAZ*.

Оценка предельного забойного давления, исключающего разрушение призабойной зоны пласта, на основе геомеханических исследований керна

А. И. Ермолаев[1], С. И. Ефимов[1], П. В. Пятибратов[1], Е. Д. Миниханов[1], Н. В. Дубиня[2], А. М. Леонова[2]
[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва, Россия
[2]Институт физики Земли имени О. Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия

Реферат

Целью работы является формирование методики для обоснования предельных значений параметров, определяющих технологический режим эксплуатации добывающих газовых скважин. Основой для этого являются данные лабораторных геомеханических и фильтрационных исследований керна и результаты математического моделирования. Определение фильтрационно-емкостных и прочностных характеристик слабосцементированного (слабоконсолидированного) керна сеноманского возраста проводилось в пластовых условиях (с точки зрения барических параметров). Исследования были направлены на выявление ограничений, нарушение которых приводит к разрушению пласта. Разработана модификация методики по определению предельной депрессии на основе лабораторных исследований керна и математического моделирования с использованием критерия разрушения Кулона-Мора.

Ключевые слова: газовые скважины; давление; депрессия; керн; напряжение; пласт; разрушение.

Kernin geomexaniki tədqiqatları əsasında layın quyudibi zonasının məhv edilməsini istisna edən quyudibinin həddi təzyiqinin qiymətləndirilməsi

A. İ. Ermolayev[1], S. İ. Efimov[1], P. V. Pyatibratov[1], E. D. Minixanov[1], N. V. Dubinya[2], A. M. Leonova[2]
[1]İ. M. Qubkin adına Rusiya Dövlət Neft və Qaz Universiteti (MTU), Moskva, Rusiya;
[2]Rusiya Elmlər Akademiyasının O. Y. Şmidt adına Yer kürəsinin Fizikası İnstitutu, Moskva, Rusiya

Xülasə

İşin məqsədi hasilat qaz quyularının istismarının texnoloji rejimini təyin edən parametrlərin son qiymətlərini əsaslandırmaq üçün metodika formalaşdırmaqdır. Bunun əsası kernın laboratoriya şəraitində geomexaniki və filtrasiya tədqiqatlarının məlumatları və riyazi modelləşdirmənin nəticələridir. Senoman dövrünə aid zəif sementlənmiş (zəif konsolidasiya edilmiş) kernin filtrasiya - həcm və möhkəmlik xüsusiyyətlərinin təyini lay şəraitində (barik parametrləri baxımından) aparılmışdır. Tədqiqatlar, pozulması layın dağılmasına səbəb olan məhdudiyyətləri müəyyən etməyə yönəldilmişdir. Kulon-Morun dağılması meyarından istifadə edərək ləpənin Laboratoriya tədqiqatları və riyazi modelləşdirmə əsasında son depressiyanı təyin etmək üçün metodikanın modifikasiyası hazırlanmışdır.

Açar sözlər: qaz quyuları; təzyiq; depressiya; kern; gərginlik; lay; dağılma.