



СОЮЗ СОВЕТСКИХ
СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ
РЕСПУБЛИК

(19) **SU** (11) **1432205** **A 1**

(5D 4 E 21 B 47/06

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР
ПО ДЕЛАМ ИЗОБРЕТЕНИЙ И ОТКРЫТИЙ

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

(21) 4084347/22-03

(22) 02.07.86

(46) 23.10.88. Бюл. № 39

(71) Украинский научно-исследователь-
ский институт природных газов

(72) В.С.Котельников, В.И.Зильберман
и М.Г.Ульянов

(53) 622.84(088.8)

(56) Стыков Г.А. и др. Испытание не-
скольких объектов за один рейс ин-
струмента в скважину. - Нефтяное хо-
зяйство, 1978, № 5, с. 24-26.

Авторское свидетельство СССР
№ 870688, кл. E 21 B 47/06, 1981.

(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВОГО
ДАВЛЕНИЯ

(57) Изобретение относится к строи-
тельству скважин. Цель изобретения -
повышение точности оценки пластового
давления слабопроницаемых пластов.
Производят промывку скважины при раз-
ных расходах бурового раствора. Изме-

ряют концентрацию газа в растворе и
определяют зависимость между интен-
сивностью поступления газа в раствор
и давлением в скважине. Промывку
скважины начинают при отсутствии цир-
куляции бурового раствора. При уста-
новлении начала увеличения содержа-
ния газа в растворе или при стабили-
зации содержания газа при переходе с
одного режима промывки на другой за-
канчивают измерения в скважине. При
этом за пластовое давление принимают
давление в скважине, соответствующее
началу увеличения содержания газа в
растворе, или давление в скважине,
соответствующее началу стабилизации
содержания газа. Когда по данным за-
меров отсутствует обработка зависи-
мости между интенсивностью поступле-
ния газа и давлением, принимают, что
гидростатическое давление в скважине
превышает пластовое. 1 ил.

(19) **SU** (11) **1432205** **A 1**



Изобретение относится к области строительства скважин преимущественно на газ и может применяться для оперативного определения пластовых давлений в процессе бурения.

Цель изобретения — повышение точности оценки пластового давления слабопроницаемых пластов.

На чертеже приведен условный график зависимости между интенсивностью поступления газа в раствор (g_r) и давлением в скважине (P_c).

Кривая 1 описывает процесс для высокопроницаемых газоносных пластов, кривые 2 и 3 — для слабопроницаемых. Для высокопроницаемых пластов (кривая 1) с увеличением давления в скважине P_c поступление газа в раствор уменьшается и при P_c больше пластового P_n газ в скважину не поступает. Для слабопроницаемых пород при $P_c > P_n$ поступление газа в скважину не прекращается. Поступление газа в раствор стабилизируется на какой-то величине (кривая 2) или растет с увеличением давления в скважине (кривая 3).

Способ определения пластового давления включает промывку скважины при разных объемных расходах бурового раствора, измерение концентрации газа в растворе и определение соотношения между интенсивностью поступления газа в раствор и давлением в скважине (или дополнительным давлением в кольцевом пространстве скважины), однако промывку скважины начинают при отсутствии циркуляции бурового раствора с последующим циклическим повышением расхода бурового раствора, а заканчивают измерения в скважине при установлении начала увеличения его содержания в растворе или при стабилизации содержания газа в растворе при переходе с одного режима промывки на другой.

За пластовое давление принимают давление в скважине, соответствующее началу увеличения содержания газа в растворе, или давление в скважине, соответствующее началу стабилизации содержания газа в растворе. В случаях, когда по данным замеров отсутствует обратная зависимость между интенсивностью поступления газа и давлением, принимают, что гидростатическое давление в скважине превышает пластовое.

Сущность способа заключается в том, что в слабопроницаемые пласты фильтрация жидкой фазы бурового раствора из скважины затруднена или совсем отсутствует. Формирование глинистой корки, играющей роль экрана на вскрытой поверхности таких пластов, происходит очень медленно, а на поверхности непроницаемых для жидкости пластов она совсем не образуется. В результате на вскрытой поверхности слабопроницаемых пород отсутствует экран, который препятствовал бы диффузионным, осмотическим и другим процессам в системе пласт-скважина.

При вскрытии слабопроницаемых газоносных горизонтов газ поступает в скважину несмотря на то, что давление в скважине превышает пластовое. При этом поступление газа в скважину может происходить длительное время, иногда до окончания ее бурения или изоляции пласта обсадной колонной. Это создает иллюзию того, что вскрыт пласт с повышенным пластовым давлением. В результате осуществляют необоснованное утяжеление раствора, что не приводит к прекращению газопоявления, а осложняет дальнейший процесс проводки скважины — возрастает прихватоопасность, уменьшается скорость бурения, ухудшается качество вскрытия пластов.

Для высокопроницаемых пород интенсивность притока газа в скважину в общем случае определяется уравнением

$$g = C(P_n - P_c)^{\alpha}, \quad (1)$$

где g — интенсивность поступления газа из пласта в скважину;

C — коэффициент сопротивления перемещению газа в пласте при его поступлении в скважину, зависящий от коллекторских свойств пласта;

P_n — пластовое давление;

P_c — давление в скважине;

α — показатель степени, который всегда больше единицы.

Из приведенной зависимости следует, что с увеличением депрессии (разности между давлением в пласте и в скважине) интенсивность притока газа в скважину увеличивается, т.е. между ними существует прямая зависимость. При $P_n = P_c$ интенсивность поступления газа становится равной нулю, а при $P_n < P_c$ наступает обратный процесс — из скважины в пласт посту-

пает раствор с образованием на стенках скважины фильтрационной глинистой корки. Поступающий в пласт раствор или его фильтрат отталкивают газ из приствальной части скважины. Образование фильтрационной корки (экрана) и отталкивание газа от приствальной части ствола скважины практически исключает поступление газа в скважину в результате диффузионных явлений при превышении давления в скважине над пластовым.

Для низкопроницаемых пород при выполнении условий $P_n > P_c$ интенсивность поступления газа в скважину определяется также уравнением (1). Изменяется лишь константы C и α , характеризующие свойства пласта, т.е. имеет место прямая зависимость между величиной создаваемой депрессии и интенсивностью поступления газа в скважину.

При $P_n < P_c$ должен начаться обратный процесс фильтрации раствора или дисперсионной среды в пласт. Однако, в случае низкопроницаемого пласта, через который фильтрат бурового раствора не может фильтроваться, обратные массообменные процессы (из скважины в пласт) не происходят или незначительны. В этом случае на стенках скважины не образуется экран (фильтрационная корка), газ не отталкивается от поверхности контакта с буровым раствором и не создаются препятствия для протекания диффузионных процессов в системе скважина-пласт. Поскольку вязкость жидкости намного превышает вязкость газа и поступление жидкости в пласт затруднено, то диффузионный процесс направлен преимущественно из пласта в скважину. Скорость протекания диффузионных процессов оценивается по формуле

$$\frac{dm}{dt} = -D \frac{\Delta \rho}{\Delta X} \cdot S, \quad (2)$$

где S — площадь поверхности, через которую осуществляется диффузионный процесс;

$\frac{dm}{dt}$ — массовая скорость диффузии;

D — коэффициент диффузии, определяемый свойствами газа (скоростью движения молекул и длиной свободного пробега),

$\frac{\Delta \rho}{\Delta X}$ — градиент плотности диффундируемого вещества в направ-

лении протекания диффузионного процесса.

Величина $\frac{\Delta \rho}{\Delta X}$ является эквивалентом

изменения концентрации диффундируемого вещества в направлении протекания процесса диффузии.

В уравнении (2) отсутствует такой параметр, как перепад давления. То есть интенсивность диффузионного процесса не зависит от изменения давления в скважине, а зависит для данного пласта лишь от разности концентраций газа в пласте и в скважине, а также от свойств газа. С увеличением производительности насосов, т.е. при повышении давления в скважине, интенсивность диффузионного процесса возрастает в результате увеличения параметра $\frac{\Delta \rho}{\Delta X}$, хотя объемное содержание

газа в растворе уменьшается или может стабилизироваться на определенной величине.

Уменьшение содержания газа в растворе произойдет за счет увеличения производительности промывки. Например, если через забой скважины в течение 1 мин проходило 1000 л раствора, а интенсивность поступления газа составляла 200 л в пересчете на нормальные условия (условие на поверхности), то содержание газа в растворе составит 16,7%. При увеличении производительности насосов в 2 раза через забой в 1 мин будет проходить 2000 л раствора, при этом интенсивность поступления газа увеличится и составит 250 л в 1 мин. Содержание газа в растворе на поверхности составит в этом случае 11,1%, т.е. уменьшится на 5,6%.

Если при увеличении производительности насосов интенсивность диффузионных процессов не меняется, то в этом случае с увеличением давления в скважине интенсивность поступления газа в раствор остается постоянной, а содержание газа в растворе уменьшается.

В процессе бурения произошло снижение плотности бурового раствора, вызванное вскрытием газоносного горизонта и поступлением газа в раствор. Принимают необходимые меры против возможного перерастания газопроявления в открытый фонтан. Осуществляют

промывку скважины с контролем плотности бурового раствора. Убеждаются, что плотность выходящего из скважины раствора и содержание газа в нем стабилизировались и не растут. После этого выполняют следующий комплекс операций.

Выдерживают скважину без циркуляции в течение заданного времени, после чего осуществляют промывку при различных стационарных режимах работы буровых насосов. При этом начинают промывку при минимальном расходе бурового раствора и заканчивают при максимальном. Время выдерживания скважины без циркуляции и промывки при каждом стационарном режиме выбирают таким образом, чтобы на устье скважины можно было надежно обнаружить порции раствора, проциркулировавшего через забой при каждом режиме промывки. После этого задают рабочий режим промывки и осуществляют циркуляцию при этом режиме. В процессе проведения указанных операций осуществляют непрерывный контроль плотности нагнетаемого в скважину и выходящего из скважины бурового раствора и определяют содержание газа в растворе.

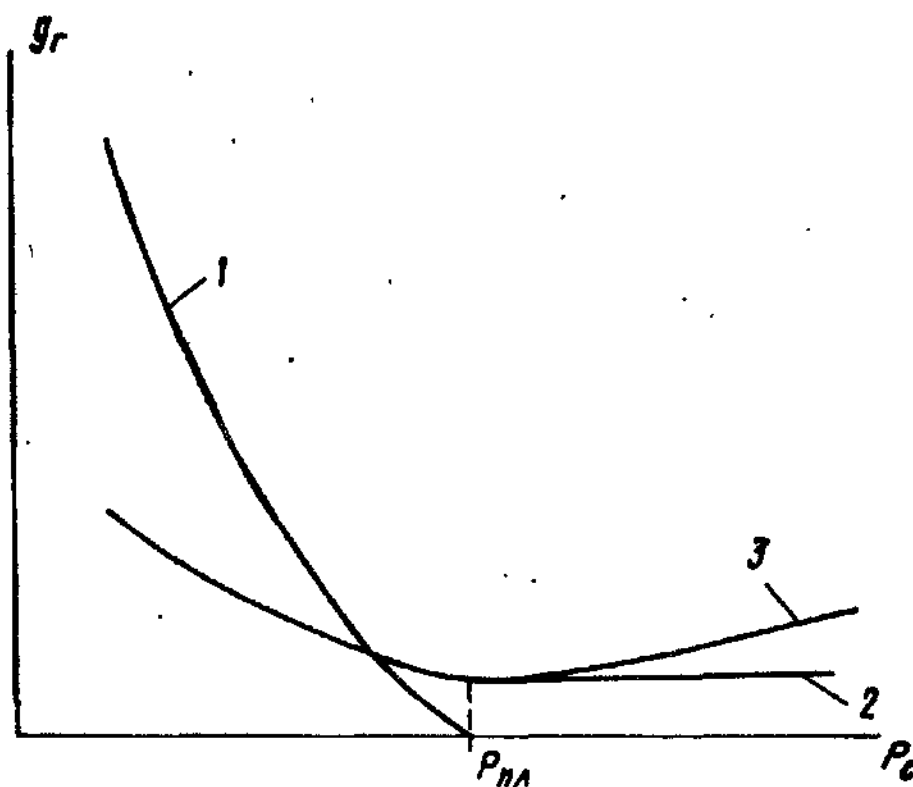
Определяют время выхода на устье скважины каждой порции бурового раствора, проциркулировавшего через забой скважины при каждом режиме промывки. При выходе этих порций раствора на устье измеряют газосодержание раствора с помощью датчика или рассчитывают по плотности раствора. По разности газосодержания в нагнетаемом и выходящем из скважины растворе определяют интенсивность поступления газа в раствор при разных режимах промывки скважины. По известным формулам определяют динамическое давление в скважине при разных режимах промывки. Строят график в координатах: интенсивность поступления газа в раствор динамическое давление в кольцевом

пространстве. По графику определяют давление, при котором имеет место переход от обратной зависимости между давлением и интенсивностью газопритока к прямой. Эту величину динамического давления арифметически складывают с величиной гидростатического давления против газосодержащего пласта, полученное значение принимают за пластовое давление. В случае, если на графике отсутствует участок с обратной зависимостью между давлением и интенсивностью газопритока, гидростатическое давление к скважине превышает пластовое.

Изобретение позволит повысить технико-экономические показатели бурения; сократить расход утяжелителя и химических реагентов, снизить количество аварий, повысить скорость бурения скважин и качество вскрытия пластов.

25 Ф о р м у л а и з о б р е т е н и я

Способ определения пластового давления, включающий промывку скважины при разных расходах бурового раствора, определение давления в скважине, измерение концентрации газа в растворе, определение зависимости между интенсивностью поступления газа из пласта и давлением в скважине, отличающийся тем, что, с целью повышения точности оценки пластового давления слабопроницаемых пластов, проведение измерений начинают при отсутствии циркуляции бурового раствора с последующим циклическим повышением расхода бурового раствора, а заканчивают при установлении стабилизации или увеличении поступления газа из пласта в скважину при переходе с одного режима промывки на другой, при этом за пластовое давление принимают давление в скважине, соответствующее началу увеличения или стабилизации поступления газа в скважину.



Редактор Л.Гратило Составитель В.Архипов
Техред М.Моргентал Корректор В.Гирняк

Заказ 5402/26

Тираж 531

Подписное

ВНИИПИ Государственного комитета СССР
по делам изобретений и открытий
113035, Москва, Ж-35, Раушская наб., д. 4/5

Производственно-полиграфическое предприятие, г. Ужгород, ул. Проектная, 4

