

УДК 622.248.3

## БОРЬБА С ПРОЯВЛЕНИЯМИ И ФОНТАНАМИ ПРИ БУРЕНИИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН НА СУШЕ И МОРЕ

Семенякин В.С.

*Астраханский государственный технический университет, г. Астрахань  
e-mail: semenakin@mail.ru*

Ермеков М.М.

*Филиал «Инженерный центр» АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», г. Атырау  
e-mail: m.ermekov@ec.kmger.kz*

Гизатова Н.З.

*Атырауский институт нефти и газа, г. Атырау  
e-mail gizatovanz@mail.ru*

Щипакин Р.С.

*Астраханский государственный технический университет, г. Астрахань*

***Аннотация.** Неконтролируемые выбросы нефти и газа при бурении скважин происходят по причинам, которые для буровиков непонятны и неожиданны. Несмотря на имеющийся огромный опыт в практике борьбы с открытыми фонтанами и применение мощного противовибросового оборудования, устанавливаемого на устье скважин, ликвидация фонтанов представляет большие трудности.*

***Ключевые слова:** неуправляемый фонтан, глушение скважины, забойное давление, плотность промывочной жидкости, поровое давление, давление гидроразрыва, навесное давление, гравитационное замещение*

### Введение

При бурении скважин часто имеют место газонефтяные проявления и поглощения бурового раствора. Обычно эти осложнения развиваются совместно при вскрытии газоводонефтенасыщенных пластов и пропластков.

В качестве профилактических мер по предупреждению проявлений и поглощений осуществляют выбор плотности промывочной жидкости, обеспечивающей поддержание заданного перепада давлений (наименьшего) на основе разделения по глубинам интервалов совместимых и несовместимых горных пород по пластовым (поровым) давлениям и давлению гидроразрыва [1].

В последнее время разведка на нефть и газ всё более концентрируется на сложных объектах и больших глубинах. Соответственно, бурение становится всё дороже, а осложнения при бурении – всё более трудноликвидируемыми. Чтобы снизить риск таких осложнений, требуются более определенные и точные знания пластовых (поровых) давлений, гидроразрыва пород и причин возникновения осложнений. Для прогноза порового давления часто используют подходы Бауэрса [2, 3] или Итона [4, 5], а также прямые замеры забойного давления глубинным

манометром в бурящихся скважинах при выходе на равновесие при борьбе с проявлениями и поглощениями раствора. В качестве обоснования приводится достаточно хорошее совпадение расчетных значений этого давления по методу Итона с значениями, измеренными глубинным манометром.

Анализ нефтегазопоявлений и открытых фонтанов показывает, что их частота намного больше для глубоких скважин, поскольку протяженность ствола, время бурения открытым стволом и пластовое давление при этом выше, а также приходится иметь дело с пластовым флюидом, находящимся под большим давлением, созданным утяжеленным буровым раствором.

Особенно чувствительны в этом отношении породы, сложенные глинами и солями, где проявляются упругие и пластические деформации пород.

Так, на скважине 89-Заманкул при применении известково-битумного раствора (ИБР) плотностью  $2200 \text{ кг/м}^3$  при бурении каменной соли на глубине  $5300 \text{ м}$  произошел гидроразрыв с образованием трещины емкостью примерно  $16000 \text{ м}^3$ . После неоднократных попыток выйти на равновесие с пластовым (поровым) давлением скважина поглотила буровой раствор в объеме  $550 \text{ м}^3$ , после чего ее перевели на излив рапой. При закрытии устья скважины давление поднялось до предельно допустимого значения  $28,0 \text{ МПа}$ , а после его открытия через несколько минут оно стало равным атмосферному. Через месяц скважина перестала фонтанировать. Перед прекращением выхода рапы из скважины вместе с ней вышел ИБР в объеме тех же  $550 \text{ м}^3$  и проявление рапой прекратилось, что свидетельствовало о смыкании трещины в толще солевых отложений при гидростатическом давлении, созданным рапой плотностью  $1270 \text{ кг/м}^3$ . В этом случае по аналогии ликвидации проявлений путем утяжеления бурового раствора можно было бы утверждать, что на забое скважины установилось равновесие между пластовым давлением и давлением, созданным столбом рапы. Это утверждение было бы справедливым, если бы ИБР остался в линзе, которая, как обычно полагают, существует в солевых отложениях.

Подобная ситуация наблюдается и при отборе нефти из нефтегазонасыщенных глин после интенсивных проявлений. Опыт добычи нефти из глин филипповского горизонта на скважинах Астраханского ГКМ подтверждает вышесказанное.

Данные о начальных параметрах работы скважин представлены в табл. 1.

При пуске скважин в работу, пластовое давление и давление на устье, дебит нефти и плотность смеси, замеренная гамма-плотномером, сразу начали снижаться. Так, по скважине 929 в течение нескольких часов текущее пластовое давление упало с  $58$  до  $30 \text{ МПа}$  и продолжало снижаться, также уменьшился дебит нефти со  $160$  до  $20 \text{ м}^3/\text{сут.}$  (см. рис. 1).

При текущем пластовом давлении  $40 \text{ МПа}$  начал возрастать газовый фактор, что свидетельствовало о выделении газа из растворенного состояния в свободное при этом давлении. Скважина так и не вышла на стабильный режим работы, что не позволило обработать данные исследования существующими методами и получить дос-

товерную информацию о величине пластового давления, параметрах пласта, коэффициенте продуктивности скважины и т. д.

Полагая, что снижение дебита нефти связано со смыканием трещин, в результате которого прекратился приток пластового флюида к забою скважины, ее остановили для восстановления пластового давления. Однако замеры забойного давления глубинным манометром до и после остановки скважины показали отсутствие притока нефти к скважине: давление на забое осталось неизменным.

Таблица 1. Данные о начальных параметрах работы скважин

№ скв.	Наведенное давление в ПЗП $P_n$ , МПа	Забойное давление при работе скважин $P_{заб}$ , МПа	Начальное давление на устье скважины $P_{уст}$ , МПа	Начальный дебит нефти, $Q_n$ , м <sup>3</sup> /сут.	Газовый фактор, $\Gamma_\phi$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
313	77,0	32,5	8,5	250	175
431	77,3	50,0	4,8	75	35
929	83,6	58,0	5,6	160	40

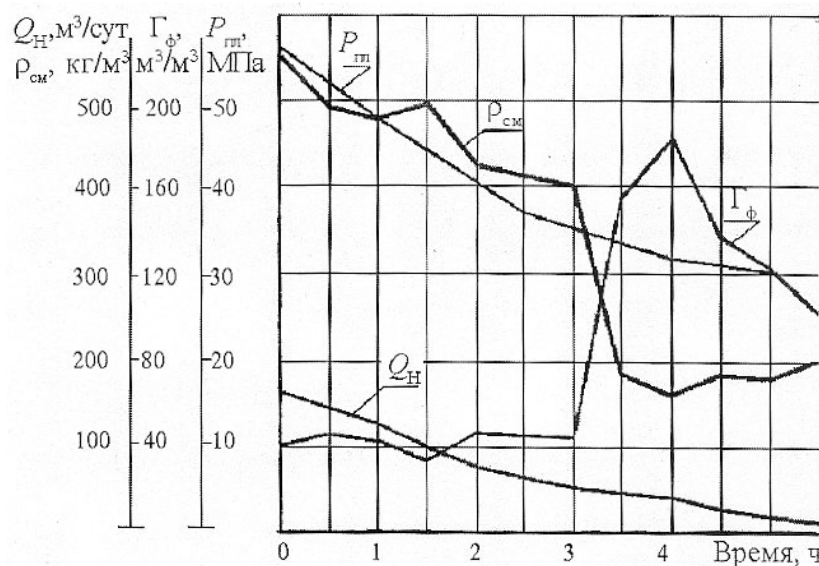


Рис. 1. Изменения среднего значения плотности нефтегазовой смеси ( $\rho_{см}$ ), пластового давления ( $P_{пл}$ ), газового фактора ( $\Gamma_\phi$ ) и дебита нефти ( $Q_n$ ) во времени

При депрессиях в призабойной зоне 30 - 40 МПа, определяемых разностью между давлениями наведенным и забойным, скважины филипповского горизонта фонтанировали с высокими начальными дебитами (см. табл. 1).

Освоение скважин филипповского горизонта показало следующие особенности, характерные для скважин, вскрывших тектонические ловушки пластового флюида:

– режим работы скважины не регулируется и не управляется. При любом диаметре штуцера происходит падение дебитов нефти во времени вплоть до пре-

кращения фонтанирования;

- начальные дебиты скважин связаны с высокими наведенными давлениями;
- давление на забое при работе скважины снижается и не восстанавливается после прекращения отбора нефти;

- пластовое давление в коллекторе определить прямым измерением при остановке фонтанирующей скважины с помощью глубинного манометра не представляется возможным;

- начальные забойные давления определяются наведенным давлением, которое было создано в процессе вскрытия продуктивного коллектора при бурении скважины на утяжеленном буровом растворе, плотность которого для борьбы с проявлением иногда повышали до 2 250 кг/м<sup>3</sup>.

Тем не менее, отсутствие притока нефти к скважинам, имеющим коллектор с низкой пористостью при отсутствии естественной проницаемости не позволяет разрабатывать месторождения ни одним из известных способов. Поэтому, опытно-промышленная добыча нефти на скважинах 313 и 929 в течение 6 лет, которая была организована на АГКМ, методом гравитационного замещения нефти водой, позволяет рекомендовать этот метод для организации добычи нефти там, где при бурении наблюдали интенсивные проявления [6, 7, 8].

В глинистых породах развитие осложнений обычно связывают с аномально-высоким поровым давлением (АВПоД) в коллекторах низкой пористости и проницаемости, что ограничивает дебит поступающего в скважину флюида при организации добычи нефти фонтанным или механизированным способами. Тем не менее, считают, что для борьбы с проявлением при бурении этих отложений необходимо утяжелять буровой раствор.

Обоснованность подобного решения в работе [1] поясняется следующим образом: «Непременным условием утяжеления промывочной жидкости является непрерывное поступление газа в скважину в процессе циркуляции или же наличие перелива на устье после прекращения промывки». Однако хорошо известно, что при отсутствии естественной проницаемости, а не искусственно созданной путем раскрытия трещин при применении утяжеленных растворов, проявлений и поглощений бурового раствора не наблюдается, и что после снижения плотности раствора эти осложнения прекращаются.

Вполне понятно, что при начавшихся проявлениях и борьбе с ними существующим методом, стенки скважины испытывают знакопеременные нагрузки [9]. Самыми значительными из них являются те, которые создаются при поглощениях бурового раствора, сопровождаемые снижением его уровня, а затем подъемом до устья скважины столбом газа. Под действием сил сжатия и растяжения, возникающих на стенках ствола скважины, глинистые породы деформируются, возникают осыпи горных пород и кавернообразование, прихваты инструмента и т.д. Поэтому вопрос о предотвращении этих осложнений путем создания противодействия утяжеленным буровым раствором вызывает сомнение.

Подобное мнение связано с доминирующим понятием о превалирующей

роли горного давления в обвалообразованиях, которое привело к тому, что повсеместно широко применяют утяжеление буровых растворов для создания противодействия на стенки скважин, как метод борьбы с потерей устойчивости пород. Действительно, использование инертных по отношению к глинистым отложениям буровых растворов, например, безводных растворов на нефтяной основе, как правило, способствует сохранению номинального размера скважины, но имеются и исключения. В частности, В.Ф. Роджерс приводит пример применения подобного раствора плотностью  $1,80 \text{ г/см}^3$ , при котором в 216-мм стволе были каверны размером до 370 мм. К такому же выводу пришел и В.С. Баранов, который утверждал, что "...утяжеление бурового раствора не препятствует образованию расширенных стволов скважины вследствие осыпания пород, но облегчает очистку скважин от шлама".

Рассмотрим более подробно проблему выбора плотности бурового раствора.

В мировой и отечественной практике существует понятие о давлении "утечки" (leak off) [10, 11], которое является определяющим параметром при выборе предельной плотности бурового раствора. Действительно, давление "утечки" есть не что иное, как давление начала раскрытия трещин, следовательно, при его превышении можно получить поглощение и проявление на скважине. Давление гидроразрыва пород является не чем иным, как продолжением процесса раскрытия трещин в зоне влияния наведенного давления. Вполне очевидно, что бурение следует вести при условиях, не вызывающих поглощение бурового раствора и развитие газодонефтепроявлений. Поэтому нельзя превышать давление начала раскрытия трещин. Таким образом, ограничение по поровому давлению, вызванное желанием предотвратить возникновение проявлений, не обосновано, поскольку находящийся флюид в поровом пространстве всегда запечатан и не проявляет себя. В случае же раскрытия трещин он поступает в скважину благодаря гравитационному замещению нефти тяжелым раствором вследствие вытеснения ее в скважину при противоточном течении, а затем уже начинается борьба с осложнениями в виде газодонефтепроявлений, поглощений, а также в виде осыпей горных пород и развития процесса кавернообразования. При этом совершенно игнорируется тот факт, что в созданных трещинах борьбу ведут не с пластовым (поровым) давлением, а наведенным, созданным до этого применяемым буровым раствором. При ступенчатом повышении плотности бурового раствора в соответствии с рекомендациями по глушению скважин повышают плотность раствора, увеличивая тем самым зону раскрытия трещин и объем замещаемой нефти. Так возникает противоречие, заключающееся в том, что, с одной стороны, для ликвидации проявлений требуется более тяжелый раствор, а, с другой, – для ликвидации поглощений требуется более легкий.

О существовании наведенного давления можно судить по данным испытаний пластов при бурении с применением пластоиспытателей [12, 13, 14].

Результаты испытаний проявляющего пласта на скважине 253 Октябрьской площади в интервале 4 895 - 4 896 м, проведенных в 1975 - 76 гг. с применением

МИГ-80 в объединении "Грознефть", приведены на рис. 2а. В процессе испытания был получен газ. Во время второго открытого периода наблюдалось снижение давления в трубах, что было вызвано перетоком жидкости из труб малого диаметра в трубы большого диаметра.

Во время второго закрытого периода величина восстановленного давления оказалась меньше, чем во время первого. Пластовые давления, определенные по первой и второй КВД, составили соответственно 61,9 и 58,3 МПа.

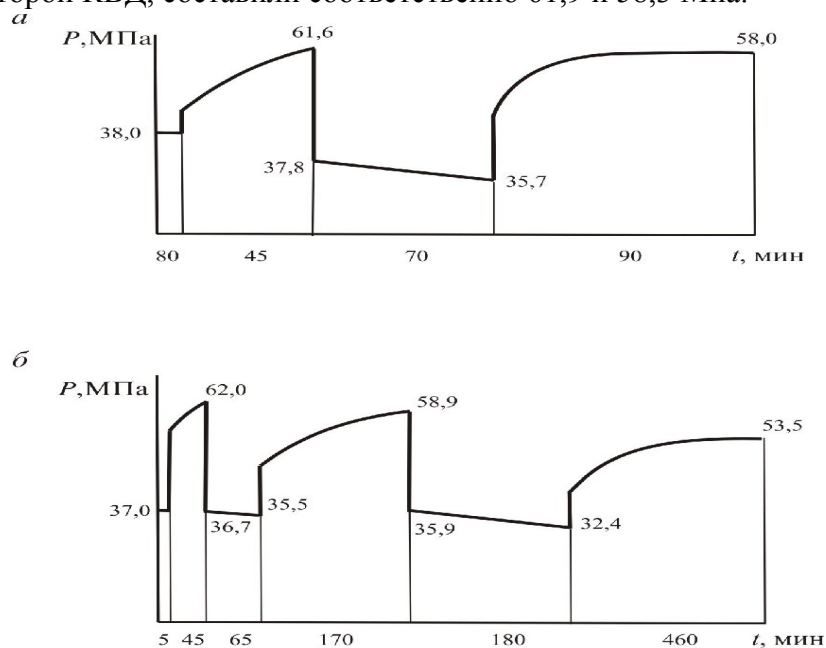


Рис. 2. Результаты испытания пласта в интервале 4 895 - 4 896 м скважины 253 Октябрьская объединения «Грознефть»

Результаты испытания были подвергнуты сомнению. Испытание решили повторить после дополнительной подготовки скважины, что было сделано через 7 суток. Для получения более достоверных данных общее время испытания увеличили до 15 ч 25 мин. За это время чередовали три открытых и три закрытых периода. Был получен приток газа, через 80 мин ставший очень интенсивным. Два манометра, установленных в хвостовике, зарегистрировали одинаковые диаграммы давления (рис. 2б).

При первом и последующих циклах были получены недовосстановленные давления, как это видно на рис. 2.

По КВД определили три значения пластового давления, соответственно, 62,0; 58,9 и 54,0 МПа. В связи с тем, что статическое давление в конце каждого закрытого периода снижалось, был сделан вывод о том, что пласт ограничен по размерам, а не о том, что при отборе флюида пластоиспытателем из низкопроницаемого коллектора, пластовое давление снижается до гидростатического нормального пластового давления, равного 49 МПа. Иначе говоря, давления, созданные буровым раствором по отношению к пластовому и превышающие его, являются наведенными [15].

Позже подобные результаты также были зафиксированы на других скважинах Северного Кавказа. Было высказано предположение, что причиной подобного явления является наличие значительной репрессии на пласт при применении утяжеленных буровых растворов и достигающих иногда 20 - 25 МПа.

В начале 90-х годов Proett и др. [16] были первыми, кто представил аналитическую модель возникновения наведенного давления, которое они назвали как эффект избыточного давления (ЭИД). При обработке данных измерений динамического давления в скважине, они показали, что пластовое давление является избыточным гидростатическим давлением, созданным столбом бурового раствора и то, что оно быстро падает в глинистой корке, а затем медленно снижается в пласте, сравниваясь на некотором удалении от скважины с пластовым давлением  $P_{пл}$  [14].

В дальнейшем это явление легло в основу модели, использовавшую неустановившиеся давления для определения фильтрационно-емкостных параметров пласта с учетом проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, применив линейный закон Дарси при фильтрации бурового раствора в трещины пород.

Так, теоретическими и практическими исследованиями было подтверждено существование наведенного давления, имеющего в ПЗП более высокое давление по сравнению с пластовым [1, 15] при применении утяжеленных буровых растворов и возникновении поглощений в пластах с низкой проницаемостью.

Создавая наведенные давления в пласте, можно вызвать не только проявления, но и открытый выброс нефти и газа. Такие случаи известны в практике строительства скважин. Однако подобное фонтанирование через несколько часов прекращается, исчерпав весь упругий запас энергии, созданной наведенным давлением в трещинах.

Открытому фонтанированию в остановленной скважине, например, при проведении ремонтных работ, способствует гравитационное замещение бурового раствора, находящегося в трубном и затрубном пространствах пластовым флюидом. Буровой раствор, не смешиваясь с пластовым флюидом, опускается на забой и далее уходит в коллектор, а навстречу ему в скважину поступает нефть и газ, которые поднимаются к устью скважины. Не следует забывать, что объем раствора, ушедшего в пласт, равен объему пластового флюида. По мере продвижения вверх пластовый флюид заполняет пространство в скважине до самого устья, где давление близко к атмосферному. При этом газ увеличивает свой объем во столько раз, во сколько наведенное давление в околоствольной зоне было выше атмосферного. По мере снижения давления происходит интенсивный выброс оставшейся части бурового раствора из трубного и затрубного пространств. Объем газа на устье скважины измеряется сотнями и тысячами кубометров. Причем, начальная стадия развития фонтанирования при отсутствии циркуляции раствора в скважине остается незамеченной. Выброс бывает настолько неожиданным, что буровики иногда не успевают закрыть превенторы и установить шаровой кран над бурильными трубами.

Развитие проявлений в остановленной скважине можно записать в следующем виде:

$$P_{заб} > P_{пл}, \quad \Delta P_1 = P_{заб} - P_{пл}, \quad V_{скв} - V_{бр} + V_{не}, \quad V_{бр} > V_{не}.$$

Уровень бурового раствора в скважине снижается.

$$P_{заб} = P_{пл}, \quad P_{заб} = P_{пл}, \quad V_{скв} = V_{бр} + V_{не}, \quad V_{бр} = V_{не}.$$

Чистое гравитационное замещение. Уровень раствора не снижается и не повышается.

$$P_{заб} < P_{пл}, \quad \Delta P_2 = P_{пл} - P_{заб}, \quad V_{скв} - V_{бр} + V_{не}, \quad V_{бр} < V_{не}.$$

Наблюдается выход бурового раствора из скважины с постоянно увеличивающейся интенсивностью.

При бурении скважины вследствие начавшегося поглощения бурового раствора могут наблюдаться все три стадии развития проявлений, отмечаемых снижением плотности выходящего раствора из скважины, уменьшением или увеличением объема раствора в приемных мерниках буровых насосов. При этом может быть случай, когда при кольматации пор и трещин продуктивного горизонта, имеющего АВПД, ни проявлений, ни поглощений не происходит. Допустим, что при дальнейшем углублении скважины был вскрыт небольшой пропласток высокой пористости и проницаемости. Незакольматированный пропласток приводит поэтапно к развитию проявлений, приводя к открытию каналов фильтрации во всей закольматированной зоне пласта. По такому сценарию развиваются проявления, заканчивающиеся открытыми фонтанами, приводящими к пожарам на буровой, человеческим жертвам и другим негативным последствиям.

По существующей технологии глушения открытых фонтанов после ликвидации пожара и восстановления устья скважины обычно приступают к закачке утяжеленного бурового раствора.

Имеющийся опыт глушения газовых и газонефтяных фонтанов даже при спущенной колонне бурильных труб до кровли продуктивного горизонта показывает, что прямая закачка бурового раствора, плотность которого, естественно, выше градиента пластового давления, приводит к тому, что давление на устье закрытой скважины в затрубном пространстве быстро возрастает и может достигнуть предельного значения, определяемого для него. Если же давление на устье позволяет вести нагнетание раствора, то и в этом случае не происходит сплошного вытеснения пластового флюида из скважины, так как поток тяжелого раствора под действием сил гравитации разрывается на части при ускоренном течении на забой скважины и затормаживается в ПЗП, создавая высокое наведенное давление, которое приводит к необходимости борьбы уже не с пластовым давлением, а созданным при глушении и превышающим его. После подобного глушения обнаруживают присутствие давления на устье скважины, а иногда и техногенную залежь нефти и газа в вышележащих водоносных песчаниках, что свидетельствует о разрушении обсадных колонн вследствие температурной деформации, происходящей при снижении температуры от пластовой до температуры закачиваемого бурового и цементного растворов.



При более сложных ситуациях, например, отсутствия в скважине бурильных труб или отсутствии возможности осуществить циркуляцию раствора в трубном и затрубном пространствах, способ прямого глушения неприменим.

В связи с вышеизложенным была разработана новая технология глушения скважин [17] и применена на целом ряде скважин Северного Кавказа. Она позволяет ликвидировать любой выброс нефти и газа из продуктивных горизонтов на оптимальном режиме и состоит из двух стадий. На первой стадии закачивают легкую жидкость, которая позволяет снизить давление на устье скважины, вытеснить нефть и газ и создать гидростатическое давление на забое большей величины, чем оно было при фонтанировании. Объем жидкости глушения принимают равным объему скважины. Закачка жидкости осуществляется при подаче насоса не выше 5 л/с, чтобы позволить ей опуститься по стенкам труб до забоя при встречном потоке смеси нефти и газа. Давление на забое повышается, а депрессия на пласт уменьшается, что приводит к снижению дебита скважины. Низкая скорость течения жидкости глушения позволяет охладить обсадные трубы и предотвратить их повреждение. Эта стадия глушения скважины “Deepwater horizon” в Мексиканском заливе получила название “Static kill”.

После закачки расчетного объема жидкости глушения начинается вторая стадия глушения фонтана утяжеленным буровым раствором, плотность которого определяется по начальному пластовому давлению. Эта стадия получила название “Top kill”. На этой стадии продолжают вытеснять из скважины пластовый флюид утяжеленным раствором и замещать легкую жидкость глушения, удаляя ее в пласт. Закачку утяжеленного раствора прекращают после полного заполнения внутреннего пространства скважины.

Первым примером глушения скважины по приведенной технологии является газонефтеводяной открытый фонтан на скважине 7-Тарки, расположенной в 5 км от г. Махачкалы. Скважина была оставлена без циркуляции бурового раствора примерно на один час при вскрытии отложений верхнего мела. При начавшемся фонтанировании из скважины были выброшены бурильные трубы, возник пожар, приведший к полному уничтожению буровой вышки и оборудования. Сразу же после возникновения открытого фонтана было принято решение о подготовке устья скважины к принудительному спуску под давлением колонны НКТ в скважину для ликвидации выброса.

На скважине удалось установить крестовину от фонтанной арматуры на колонную головку.

Глубина скважины на момент выброса составляла 3 496 м. Начальное пластовое давление было аномальным и равным 45 МПа. При фонтанировании были установлены:

- дебит скважины по нефти – 1 500 м<sup>3</sup>/сут;
- дебит пластовой воды – 3 000 м<sup>3</sup>/сут;
- газовый фактор - 500 м<sup>3</sup>/т;
- температура на устье скважины – 115 °С.

При спуске колонны НКТ под давлением она неожиданно стала на отметке 1 254 м. Стало очевидным, что применить существующую технологию глушения прямой задавкой утяжеленного раствора невозможно. Было принято решение глушить скважину по новой технологии.

Перед глушением на расстоянии 200 м от устья скважины смонтировали сепарационную установку и обвязали ее со скважиной. На боковых отводах были установлены штуцеры, позволяющие регулировать давление на устье скважины от минимального при фонтанировании до предельного – 15 МПа, чтобы не допустить разгерметизации фланцевых соединений крестовины. Существующее ограничение по давлению на устье скважины потребовало проведения расчетов для определения оптимального процесса глушения.

Был разработан оптимальный вариант глушения скважины, по которому в качестве жидкости глушения на первой стадии применили воду. Было определено время заполнения скважины водой, которую закачивали одним цементировочным агрегатом при начальном давлении на устье 6 МПа с расходом 5 л/с. На второй стадии использовали хлоркальциевый раствор плотностью 1 350 кг/м<sup>3</sup>.

При глушении скважины замерялись следующие параметры:

- давление нагнетания;
- объем закачиваемой жидкости;
- давление в НКТ на устье скважины;
- давление в кольцевом пространстве;
- температура закачиваемой жидкости.

Процесс глушения скважины был осуществлен по предложенному плану и представлен в табл. 2.

Как видно из табл. 2, максимальное давление в кольцевом пространстве на устье скважины в процессе глушения не превышало 9,5 МПа. После остановки агрегатов было определено забойное давление, которое оказалось равным 36,6 МПа, превысив текущее пластовое давление, принятое в расчетах на 0,6 МПа, определенное по соседним скважинам. На следующий день был замерен уровень жидкости в НКТ. Он оказался на глубине 60 м. Закачали 80 м<sup>3</sup> бентонитового раствора утяжеленного баритом и приступили к восстановлению устья скважины.

На этом процесс глушения открытого фонтана был закончен.

Рассмотрим еще один пример глушения фонтана на разведочной скважине 9-Червленная.

Первые нефтегазопроявления начались при бурении фораминиферовых глин при плотности бурового раствора 1 900 - 1 930 кг/м<sup>3</sup>. При забое 5 154 м после проведения СПО при восстановлении циркуляции из скважины наблюдался выход раствора плотностью 1 800 - 1 860 кг/м<sup>3</sup> с содержанием газа от 10 до 15 %. В соответствии с [1] повысили плотность бурового раствора до 1 960 - 1 980 кг/м<sup>3</sup>. Однако дальнейшее углубление скважины сопровождалось разгазированием бурового раствора со снижением плотности до 1 780 кг/м<sup>3</sup>. Содержание газа увеличилось до 70 %.

Таблица 2. Процесс глушения скважин

Время, час, мин	Кол-во закачи- ваемой жидкости, л/с	Давление на устье в затрубном пространстве, МПа	Давление на устье в НКТ, МПа	Объем жидкости глушения, м <sup>3</sup>	Примечания
12.15	5	7,0	5,0	6	Начало глушения водой, работает 1 агрегат, температура воды 50 °С
12.30	5	7,0	5,0		
12.35	10	7,0	5,0		
12.50	20	7,0	5,0	15	Работают 4 агрегата, прикрыли одну струну
13.08	20	7,0	6,0		
13.25	30	8,0	6,0		
13.30	30	8,0	7,0	70	Нижнюю струну закрыли
13.50	30	8,5	8,0		
13.55	25	8,5	8,5	110	
14.00	25	9,5	9,5	180	Закрыли верхнюю струну Начали качать воду в затрубное пространство
14.30	25	7,0	7,0		
14.35	25	5,0	5,0		
16.12	25	2,5	2,5		Остановили закачку воды Начали закачку CaCl <sub>2</sub> , $\rho = 1\,350 \text{ кг/м}^3$
16.20	25	1,0	1,0		

Было принято решение провести замер пластового давления пластоиспытателем при забое 5 206 м. Оно оказалось равным 99 МПа, созданным столбом бурового раствора в ПЗП. Однако, полагая, что при применении раствора данной плотности, они вышли на равновесие с пластовым давлением, то в соответствии с [1] вновь повысили плотность раствора до 2 040 - 2 060 кг/м<sup>3</sup>.

После утяжеления раствора до 2 040 кг/м<sup>3</sup> при промывке из интервала 5 168 - 5 206 м вышел буровой раствор еще более меньшей плотности, равной 1 540 - 1 720 кг/м<sup>3</sup>, что свидетельствовало о продолжающемся, но уже более интенсивном развитии гравитационного замещения пластового флюида более тяжелым буровым раствором.

Бурение скважины продолжили. На глубине 5 285 м скважина поглотила буровой раствор с падением уровня в затрубном пространстве на 125 м. Закачали в затрубное пространство раствор плотностью 1 940 - 1 960 кг/м<sup>3</sup>. Скважина вновь поглотила буровой раствор с падением уровня на 470 м. Снова снизили плотность до 1 880 - 1 860 кг/м<sup>3</sup>. Уровень раствора появился на устье. Продолжили бурение с частичным поглощением бурового раствора при забойном давлении 99 МПа.

В интервале 5 275 - 5 300 м с помощью пластоиспытателя измерили пластовое давление, которое оказалось равным 74 МПа. По данному давлению была принята плотность бурового раствора, равная 1 420 кг/м<sup>3</sup>. Однако, чтобы предотвратить нефтегазопроявления из вышележащих фораминиферовых глин, не перекры-

тых колонной, продолжили бурение на растворе с прежней плотностью 1 800 - 1 840 кг/м<sup>3</sup>. При этом репрессия на продуктивный пласт составила 2,5 МПа.

Бурение продолжили до глубины 5 341 м. После очередного спуска долота из скважины при промывке в течение 1,5 ч выходил разгазированный буровой раствор со снижением плотности до 1 140 кг/м<sup>3</sup> и содержанием газа до 55 %, что свидетельствовало о продолжающемся более интенсивном процессе гравитационного замещения пластового флюида буровым раствором. Однако в соответствии с [1] причину нефтегазопроявлений объяснили недостаточной плотностью бурового раствора, не обеспечивающей противодействие на пласт с АВПД.

Бурение продолжили на растворе плотностью 1 840 - 1 860 кг/м<sup>3</sup>. При очередном подъеме инструмента начался интенсивный перелив бурового раствора. Поэтому после извлечения каждые 5 бурильных свечей в скважину заливали буровой раствор объемом 0,8 - 0,9 м<sup>3</sup>.

В башмаке 178-миллиметровой колонны на глубине 5 154 м осуществили промывку в течение 4 ч, после чего продолжили подъем инструмента.

При нахождении долота на глубине 4 800 м был отмечен сифон. Для борьбы с сифоном закачали в трубы буровой раствор плотностью 1 840 - 1 860 кг/м<sup>3</sup>. После этого инструмент был поднят до глубины 4 290 м, после чего снова появился сифон.

Было принято решение спустить бурильный инструмент и промыть скважину для вымыва поступившего пластового флюида. Инструмент был спущен до глубины 4 475 м и на ведущую трубу установлен шаровой кран. Перелив резко увеличился. Закрыли шаровой кран и закрыли превентор. Через 5 мин в затрубном пространстве давление увеличилось с 10 до 45 МПа. При этом давлении вырвало масленку, установленную на корпусе коренной задвижки фонтанной арматуры фирмы «Камерун», опрессованной совместно с последней промежуточной колонной на давление 55 МПа. Пустили скважину в работу по нижним струнам крестовины. Скважина зафонтанировала с дебитом нефти 2 500 м<sup>3</sup>/сут и воды – 2 500 м<sup>3</sup>/сут. Количество свободного газа, выходящего из скважины, было около 1 000 000 м<sup>3</sup>/сут. Давление в затрубном пространстве снизилось до 23 МПа, а в колонне бурильных труб – до 36 МПа.

Принимая во внимание, что прямая задавка скважины может привести к еще большему повышению давления на устье и превысить предельное давление, приняли решение заглушить скважину, используя гравитационное замещение.

Был составлен план глушения, в соответствии с которым на второй стадии глушение должно быть закончено с выходом на равновесие забойного давления с пластовым, после чего допустить колонну бурильных труб до глубины 5300 м, восстановить циркуляцию, выравнивать плотность бурового раствора по циклу циркуляции и установить новую задвижку.

В соответствии с разработанным планом приступили к глушению скважины с применением гравитационного замещения путем нагнетания воды при при-

нятом диапазоне изменения давления на устье скважины и провели глушение скважины, которое продолжалось полтора часа.

Процесс глушения методом гравитационного замещения с выходом сначала на забойное давление, а затем при давлении в затрубном пространстве 10 МПа – на пластовое, был завершён при давлении нагнетания раствора 36 МПа. После остановки насосов давления в трубном и затрубном пространствах сразу же снизилось до нуля, восстановили циркуляцию для выравнивания плотности раствора в скважине. При отсутствии проявления и поглощения сменили задвижку и было принято решение спустить эксплуатационную колонну и передать скважину в эксплуатацию.

Процесс глушения представлен на рис. 3, на котором хорошо видны циклы подъема и снижения давления нагнетания на устье скважины в затрубном пространстве при увеличении расхода нагнетаемого бурового раствора плотностью 2200 кг/м<sup>3</sup>.

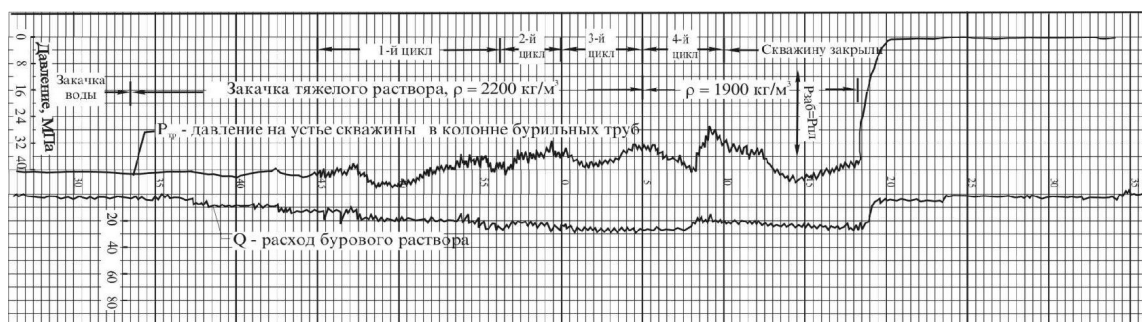


Рис. 3. Глушение фонтана на скважине 9 Червленая

На скважине 24 Шамхал-Булак при подъеме бурового инструмента произошел выброс бурового раствора из скважины вместе с оставшимися буровыми трубами, на буровой возник пожар, приведший к падению вышки. Скважина фонтанировала газом из отложений верхнего мела. В течение месяца вели борьбу с пожаром, после чего удалось на обсадной колонне установить планшайбу, сверху которой поднималась труба с двумя отводами диаметром 140 мм, одним – вертикально, а другим – горизонтально. В скважину удалось спустить одну трубу того же диаметра.

Было принято решение исследовать скважину на приемистость методом гравитационного замещения, для чего по боковому отводу произвели закачку бентонитового раствора плотностью 1080 кг/м<sup>3</sup> с расходом 5 л/с. Всего закачали 10,4 м<sup>3</sup> раствора без какого-либо повышения давления на устье и выброса раствора на факел. Исследования показали возможность глушения газового фонтана даже при отсутствии колонны труб, спущенных в скважину. При этом процесс глушения был разбит на несколько этапов.

На первом этапе глушения в скважину закачали 20 м<sup>3</sup> бентонитового раствора плотностью 1060 кг/м<sup>3</sup> вместе с 5 м<sup>3</sup> ракушки размерами 10×10 мм, эту смесь продавили бентонитовым раствором плотностью 1020 кг/м<sup>3</sup> в объеме 18 м<sup>3</sup> посте-

пенно увеличивая подачу раствора с 12 до 30 л/с. Затем закачали вместе с раствором еще 5 м<sup>3</sup> ракушек размером до 5 мм. Всего закачали 43 м<sup>3</sup> раствора.

Закачка раствора осуществлялась при открытом выходе газа из скважины, и сопровождалась постоянным снижением давления на устье с 4,2 МПа до атмосферного. Всего закачали 150 м<sup>3</sup>. Убедившись, что, несмотря на искусственный забой, процесс поглощения продолжается, закачали в скважину соляро-бентонитовую смесь и продавили ее до забоя, обеспечив стабильный уровень бурового раствора в скважине.

На этом процесс глушения газового фонтана на скважине 24 Шамхал-Булак был закончен.

Однако неуправляемые фонтаны продолжают случаться, о чем свидетельствует последнее событие на скважине Deerwater Horizon в Мексиканском заливе.

Deerwater Horizon – полупогружная нефтяная платформа сверхглубоководного бурения с системой динамического позиционирования в сентябре 2009 года пробурила в Мексиканском заливе в районе месторождения Тайбер самую глубокую на тот момент скважину, достигнув глубины 10 680 м, из которых 1 259 м составляла вода.

Открытый фонтан произошел в Миссисипском каньоне в центральной части Мексиканского залива южнее Луизианы. После спуска и цементирования эксплуатационной колонны на устье скважины были установлены гидравлический, трубный и срезной превенторы, которые по команде с платформы могли надежно перекрыть трубное и затрубное пространства и, срезав бурильную трубу, перекрыть полностью устье скважины. Ничто не предвещало аварию. Море было спокойным, и уровень воды находился ниже ватерлинии (см. фото 1).



Фото 1

На фото хорошо видно расположение устьевого превентора, расположенного в верхней части колонны бурильных труб. Циркуляция раствора отсутствовала, работали две из шести энергетические установки, обеспечивающих все силовые агрегаты и жизнедеятельность членов экипажа и рабочих платформы. В спокойной обстановке почти весь день шли переговоры о передаче скважины в экс-

платформу. Можно предположить, что были причины, по которым эксплуатационники не хотели принимать скважину от оператора ВР, бурившего скважину. Эксплуатационная колонна была установлена и зацементирована компанией Halliburton Energy Services. После затвердения цемента, провели интегрированную оценку качества проведенных тампонажных работ. Компания сделала заключение, что на скважине ничего не случится и можно добывать нефть. Однако забойный датчик давления зафиксировал незначительные изменения давления, что могло быть причиной некачественного цементирования эксплуатационной колонны, предупреждая о поступлении газа через цементный камень в затрубное пространство и выходом из него под водой наружу за эксплуатационной колонной. Это привело к образованию газогидратов, до поры до времени оставшихся на глубине расположения устья скважины, а затем они начали разрушаться и подниматься вверх вдоль буровых труб по вертикали. Появились первые признаки выхода из воды газа, море закипело на месте выхода газа. Плотность воды, насыщенная пузырьками газа, снизилась, и платформа потеряла остойчивость (см. фото 2), уровень воды поднялся выше ватерлинии и она накренилась в том месте, где больше всего поступало газа со дна моря. Становится очевидным, что это произошло потому, что закаченный утяжеленный тампонажный раствор вследствие гравитации частично ушел в пласт при поглощении, образовав каналы фильтрации в заколонном пространстве, по которым газ поднялся от башмака колонны до устья скважины. Это была основная причина появления открытого фонтана.



Фото 2

Газ пришел на платформу примерно в 9 часов 45 минут 20 апреля. Все 30 датчиков обнаружили метан. Газ из скважины под огромным давлением вырвался из скважины, не дав возможности установить шаровой кран на буровую трубу, а затем произошел взрыв на третьей энергетической установке, а следом и на шестой. Так начался пожар. Усилия многочисленных кораблей потушить пламя не привели к успеху. 22 апреля было обнаружено поступление нефти с дебитом 780 м<sup>3</sup>/сут. Утром этого же дня после 36 часового пожара (см. фото 3) буровая платформа Deerwater Horizon затонула (см. фото 4). Вскоре дебит увеличился до

9 900 м<sup>3</sup>/сут., а затем постепенно сократился до 8 400 м<sup>3</sup>/сут., что явилось следствием снижения пластового давления в зоне дренирования.

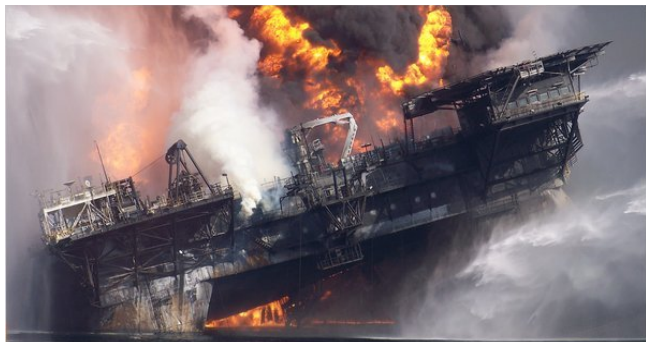


Фото 3



Фото 4

Первые попытки остановить выброс нефти путем закрытия задвижек на устье скважины с помощью подводной робототехники не привели к положительным результатам. Следующая попытка установить 125-тонный колокол над самым большим местом выхода нефти для откачки ее в танкеры также провалилась из-за образования кристаллогидратов метана, которые закрыли отверстие, расположенное сверху колокола. Попытки закачать в скважину тяжелый буровой раствор через превентор для глушения скважины также было неудачным решением. Более успешным мероприятием было размещение в пустой разорвавшейся трубе туб меньшего диаметра для сбора нефти на борту корабля с буровой установкой. 3 июня 2010 г. ВР подняло смятую трубу меньшего диаметра, вытащив ее из превентора и убрав устройство, соединяющего его с трубой.

В середине мая было рассмотрено предложение о применении водородной атомной бомбы, разработанной в Sandia National Laboratories, но 24 мая от этой идеи отказались из-за неопределенности в ожидаемом результате.

Для глушения скважины 2-го мая было начато бурение наклонной скважины Development Driller III, а 16-го мая – скважины II с проектными глубинами 5 500 м каждая.

10 июля была установлена фланцевая переходная катушка с тремя отводами. 15 июля провели испытание при присоединенной к ней трубе, конец которой находился на танкере. Под давлением на устье скважины газированная нефть начала поступать на танкер.

После герметизации устья скважины приступили к глушению скважины. Был составлен план глушения скважины, который состоял из двух стадий. На первой стадии под названием “Static kill”, как и на скважине 24-Шамхал Булак, должны были закачать легкую жидкость, добавить в нее песок и гравий для создания искусственного забоя с целью снижения проницаемости, а затем перейти ко второй стадии “Top kill” и закачать в скважину тяжелый буровой раствор. В качестве легкой жидкости использовали дегазированную нефть, которую нагнетали с рас-



ходом 5 л/с в течение 8 часов. Всего было закачено 150 м<sup>3</sup> нефти, что позволило понизить температуру во всем стволе скважины и предупредить разрушение эксплуатационной колонны.

Операторы были весьма удивлены, что легкая жидкость пошла вниз на забой скважины, в то время как тяжелый раствор закачать не удалось. После завершения операции “Static kill” было заявлено, что вышли на статические условия, обеспечив снижение давления внутри бурильной колонны и временную остановку потока нефти и приступили ко второй стадии “Top kill”. При выполнении этой операции в пласт было закачено более 350 м<sup>3</sup> тяжелого раствора, после чего провели цементирование внутренней полости бурильной колонны и открытой части продуктивного горизонта.

Несмотря на то, что работы по глушению скважины было закончены, руководство ВР заявило, что некоторые ученые верят, что возможна подвижка горных пород, которые содержат нефть, могущих привести к их коллапсу, и подобное глушение не может рассматриваться, как постоянная ликвидация притока, что перед фрезерованием эксплуатационной колонны с помощью наклонной скважины необходимо снять вышедший из строя превентор весом 300 тонн и установить новый на тот случай, если повысится давление на устье скважины при зарезке в эксплуатационную колонну наклонной скважиной.

3 сентября подняли превентор, а 16 сентября наклонная скважина закончила врезку в эксплуатационную колонну, после чего до устья скважины подняли цементный раствор. Так была ликвидирована скважина Deerwater Horizon в Мексиканском заливе.

В сентябре 2011 г. Правительство США опубликовало заключительный доклад по причинам открытого фонтанирования, в котором говорится, что главной причиной является превентор.

### **Выводы**

1. Проявления при бурении скважин зависят от типа пород, которые следует подразделять на два типа: коллектора, насыщенные нефтью и газом под пластовым давлением, и неколлектора, также содержащие углеводороды и рассол под давлением, равным гидростатическому, и находящиеся в запечатанном виде в трещинах напластования, например, в глинах или в отложениях солей. При превышении давления раскрытия трещин в них могут возникать проявления;

2. При бурении естественные трещины или созданные при превышении давления при бурении не кольматируются, что способствует возникновению осложнений в виде поглощения раствора и проявления. Причем, проявления носят гравитационный характер, что означает равенство объемов поглощенного раствора и притока пластового флюида в равных количествах;

3. При превышении давления раскрытия трещин в последних создается наведенное (избыточное) давление, вызывающее ложное представление об аномально высоком пластовом давлении, которое определяется величиной забойного и

меняется в зависимости от плотности бурового раствора. Ликвидация проявления традиционным утяжелением бурового раствора не дает положительного результата, а способствует дальнейшему развитию осложнений.

4. Борьба с осложнениями при бурении коллекторов не препятствует их ликвидации даже при превышении пластового давления при условии кольматации трещин. Зная пластовое давление легко определить необходимую плотность раствора и вести углубление скважины без осложнений, проводя контроль за притоком пластового флюида.

5. Начавшийся интенсивный приток пластового флюида при бурении не коллекторов легко устраняется свободным изливом при снижении устьевого давления до атмосферного. Через несколько часов приток пластового флюида в скважину прекращается благодаря смыканию трещин;

6. Оставление скважины без циркуляции бурового раствора при бурении коллектора приводит к гравитационному замещению его пластовым флюидом. Если вовремя не были приняты меры по удалению нефти и газа из бурового раствора, то может возникнуть неуправляемый выброс и открытое фонтанирование. Распознать причину проявления весьма сложно, потому что величина забойного давления не изменяется;

7. Борьба с открытым фонтаном в этом случае с применением традиционного метода закачки тяжелого раствора в скважину чаще всего заканчивается цементированием всего ствола скважины с последующими негативными явлениями;

8. Ликвидация открытого фонтанирования должна вестись на основе превышения статического давления на забое скважины легкой жидкостью, с нагнетанием ее в струю восходящего потока нефти и газа. Во всех случаях в колонне труб, как показывает практика глушения фонтанов, нагнетаемый раствор или дизтопливо опускается в скважину, создавая давление на забое, превышающее забойное и снижая депрессию на пласт. Постепенное увеличение давления выше забойного приводит к прекращению притока пластового флюида, отмечаемому по отсутствию выхода нефти и газа из скважины, после чего в скважину, если позволяет оборудование устья скважины, закачивают буровой раствор, который применяли при бурении. В этом случае можно сохранить скважину и завершить работы по проекту, либо ликвидировать скважину, как это сделали специалисты ВР.

### Литература

1. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности). М.: Нефть и газ, 2003. 272 с.

2. Bowers G.L., Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction // SPE Drilling & Completion, 1995. Volume 10. Number 2. PP. 89 - 95. DOI 10.2118/27488-PA

3. Bowers G.L. Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides under compaction, in *Pore pressure and fracture gradients*, SPE reprint Series No. 49, SPE, Richardson, pp. 78-84.
4. Eaton B.A. Graphical method predicting pressure worldwide // *World Oil*. 1972. Volume 185. PP. 51 - 56.
5. Eaton B.A, Eaton T.L. Fracture gradient prediction for the new generation // *World Oil*. 1997. October. PP. 93 - 100.
6. Sheffield M. Three-Phase Fluid Flow Including Gravitational, Viscous and Capillary Forces // *SPE Journal*. 1969. Vol. 9. Issue 2. PP. 255 - 269. DOI 10.2118/2012-PA
7. Thompson J.L., Mungan N., A laboratory study of gravity drainage in fractured systems under miscible conditions // *SPE journal*. 1969. Volume 9. Issue 2. PP. 247 - 254. DOI 10.2118/2232-PA
8. Патент РФ № 2103487. МПК E21B43/20. Способ разработки тектонически экранированной нефтегазовой залежи / Семенякин В.С., Суслов В.А., Щугорев В.Д. Заявл. 5.07.96. Оpubл. 27.01.1998.
9. Семенякин В.С., Семеняк М.В., Семенякин П.В., Ботвинник П.В. Развитие осложнений при бурении и спускоподъемных операциях в открытом стволе скважины // *Нефтяное хозяйство*. 1999. № 12. С. 20 - 22.
10. Mouchet J.P., Mitchell A. Pressions anormales en cours de forage: origine, prévision, détection, evaluation. Pau. Société Nationale Elf Aquitaine. 1987. 264 p.
11. Семенякин В.С., Семенякин П.В., Семеняк М.В., Ботвинник П.В. Определение давлений «утечки» и гидроразрыва горных пород // *Нефтяное хозяйство*. 1998. № 12. С. 8 - 10.
12. Рязанцев Н.Ф., Карнаухов М.Л., Белов А.Б. Испытания скважин в процессе бурения. М.: Недра, 1982. 310 с.
13. Kuchuk F.J., Ramakrishnan T. S., Dave Y. Interpretation of wireline formation tester packer and probe pressures // *SPE Paper 28404, SPE's 69th Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, 1994. DOI 10.2118/28404-MS
14. Goode P.A., Thambynayagam R.K.M. Influence of an invaded zone on a multiprobe formation tester // *SPE Formation Evaluation*. 1996. Volume 11. Number 1. pp. 31 - 40. DOI 10.2118/23030-PA
15. Chang Y., Hammond P.S., Pop J.J. When should we worry about supercharging in formation pressure while drilling measurement // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2008. Volume 11. Issue 1. PP. 165-174. DOI 10.2118/92380-PA
16. Porett M., Fogal J., Welshans D., Gray C. Formation pressure testing in the dynamic drilling environment. IADC/SPE Paper 87090 presented at IADC/SPE Drilling Conference, 2-4 March 2004, Dallas, Texas. DOI 10.2118/87090-MS
17. Патент РФ № 2131970. МПК E21B43/12. Способ глушения скважин / Семенякин В.С., Семенякин П.В., Суслов В.А., Костанов И.А., Щугорев В.Д. Заявл. 26.11.1997. Pubл. 20.06.1999.

## FORMATIONS AND FOUNTAINS CONTROL WHEN DRILLING DEEP WELLS ON LAND AND SEA

V. S. Semenyakin

*Astrakhan Institute of Oil and Gas of ASTU, Astrakhan, Russia  
e-mail: semenakin@mail.ru*

M.M Ermekov

*«Engineering Center», «KazMunayGas» Exploration&Production» JSC  
Republic of Kazakhstan, e-mail: m.ermekov@ec.kmgep.kz*

N,Z. Gizatova

*Atyrau Institute of Oil and Gas, Atyrau, Republic of Kazakhstan  
e-mail gizatovanz@mail.ru*

R.S. Shipakin

*Astrakhan Institute of Oil and Gas of ASTU, Astrakhan, Russia*

**Abstract.** Existing methods of drilling at application of the most perfect technics and the control of wells not always provide safe conducting works. Blowouts result from uncontrolled kicks, hence – it is incumbent on all persons directly concerned with drilling operations to understand kicks, their causes, modes and basic means of closing them.

**Keywords:** blowout, well killing operation, bottom hole pressure, drilling mud weight, pore pressure, breakdown pressure, induced pressure, gravity substitution

### References

1. PB 08-624-03. Pravila bezopasnosti v neftyanoi i gazovoi promyshlennosti (Safety regulations for oil and gas industry). Moscow, 2003. 272 p.
2. Bowers G.L., Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction // SPE Drilling & Completion, 1995, Vol. 10, Issue 2, pp. 89-95. DOI 10.2118/27488-PA
3. Bowers G.L. Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides under compaction, in *Pore pressure and fracture gradients*, SPE reprint Series No. 49, SPE, Richardson, pp. 78-84.
4. Eaton B.A. Graphical method predicting pressure worldwide, *World Oil*, 1972, Vol. 185, pp. 51-56.
5. Eaton B.A., Eaton T.L. Fracture gradient prediction for the new generation, *World Oil*, 1997, October, pp. 93-100.
6. Sheffield M. Three-Phase Fluid Flow Including Gravitational, Viscous and Capillary Forces, *SPE Journal*, 1969, Vol. 9, Issue 2, pp. 255-269. DOI 10.2118/2012-PA

7. Thompson J.L., Mungan N., A laboratory study of gravity drainage in fractured systems under miscible conditions, *SPE Journal*, 1969, Vol. 9, Issue 2. pp. 247 - 254. DOI 10.2118/2232-PA
8. Patent № 2103487 of Russian Federation. IPC E21B43/20. Method for development of tectonically screened oil-gas deposit / Semenyakin V.S., Suslov V.A., Shchugorev V.D. Appl. 5.07.96. Publ. 27.01.1998.
9. Semenyakin V.S., Semenyak M.V., Semenyakin P.V., Botvinnik P.V. Razvitiye oslozhnenii pri bureanii i spuskopod"emnykh operatsiyakh v otkrytom stvole skvazhin (Complications evolution in the process of open hole drilling and tripping operations), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 1999, Issue 12, pp. 20 - 22.
10. Mouchet J.P., Mitchell A. Pressions anormales en cours de forage: origine, prévision, détection, évaluation. Pau. Société Nationale Elf Aquitaine. 1987. 264 p.
11. Semenyakin V.S., Semenyakin P.V., Semenyak M.V., Botvinnik P.V. Opre-delenie davlenii «utechki» i gidrorazryva gornykh porod (Determination of "leaking" and fracturing pressures in the rocks), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 1998, Issue 12, pp. 8 - 10.
12. Ryazantsev N.F., Karnaukhov M.L., Belov A.B. Ispytaniya skvazhin v protsesse bureniya (Well testing during drilling). Moscow, Nedra, 1982. 310 p.
13. Kuchuk F.J., Ramakrishnan T. S., Dave Y. Interpretation of wireline formation tester packer and probe pressures. SPE Paper 28404, *SPE's 69th Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, 1994. DOI 10.2118/28404-MS
14. Goode P.A., Thambynayagam R.K.M. Influence of an invaded zone on a multiprobe formation tester, *SPE Formation Evaluation*, 1996, Vol. 11, Issue 1. pp. 31 - 40. DOI 10.2118/23030-PA
15. Chang Y., Hammond P.S., Pop J.J. When should we worry about supercharging in formation pressure while drilling measurement, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, Vol. 11, Issue 1, pp. 165-174. DOI 10.2118/92380-PA
16. Porett M., Fogal J., Welshans D., Gray C. Formation pressure testing in the dynamic drilling environment. IADC/SPE Paper 87090 presented at *IADC/SPE Drilling Conference*, 2-4 March 2004, Dallas, Texas. DOI 10.2118/87090-MS
17. Patent № 2131970 of Russian Federation. IPC E21B43/12. Method of well kicking / Semenyakin V.S., Semenyakin P.V., Suslov V.A., Kostanov I.A., Shchugorev V.D. Appl. 26.11.1997. Publ. 20.06.1999.