



РОСНЕФТЬ



«Оренбургнефть»: Прогнозирование поглощений бурового раствора путем поинтервальной опрессовки ствола скважины

Orenburgneft: Forecasting Drilling Mud Loss through Interval Wellbore Pressure Testing

А.А. Воронин (ОАО «Оренбургнефть»)
AAVoronin@rosneft.ru

Введение

Как показывает опыт, практически все бурящиеся скважины в Оренбургском регионе осложнены поглощениями в том или ином интервале, при этом вероятность возникновения поглощения в процессе бурения составляет примерно 50 %. Данные о градиентах гидроразрыва пород (ГРП) по разрезу, которые приведены в групповых рабочих проектах на строительство скважин, являются расчетными и часто не подтверждаются. Вопрос возникновения поглощения особенно актуален при наличии вскрытых продуктивных интервалов, что неизбежно ведет к снижению фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта, а также при цементировании

A. A. Voronin (OJSC Orenburgneft)
AAVoronin@rosneft.ru

Introduction

Based on experience, in almost all of the wells drilled in the Orenbourg region there is a mud loss issue at various intervals, where the probability of mud loss occurring, during drilling, is approximately 50%. Frac gradient data which is included into the Group Well Designs for well construction are only estimated and are, very frequently, not verified. The mud-loss issue is particularly of concern where there are penetrated pay intervals present, which, inevitably results in the deterioration of the poroperm properties in the bottomhole area. It also leads to a deterioration of the poroperm properties during cementing of the production and intermediate casings. This in turn affects the cement top, quality of the well cementing, well production and the well's potential on commissioning.

эксплуатационной и технической колонн, что отражается на высоте подъема цемента, качестве крепления скважины, ее ресурсе и потенциале при пуске в эксплуатацию.

Для прогнозирования поглощений бурового раствора необходимы оценка минимального градиента гидроразрыва пород по стволу скважины, получение реальных данных о градиенте ГРП в бурящейся скважине (стандарт NORSOK D-010 3 2004). Для этого требуется решение нескольких задач: перерасчет градиентов гидроразрыва с учетом опыта бурения окружающих скважин; прогнозирование поглощения при цементировании с помощью проведения поинтервальной опрессовки ствола; учет полученных данных при проектировании заканчивания бурящихся и планировании строительства будущих скважин.

Предпроектное исследование

Для осуществления эффективного бурения нужно знать предельно допустимую плотность бурового раствора, при которой давление на забое не будет превышать давление начала раскрытия трещин. Это давление на забое в практике бурения скважин называют давлением «утечки» $P_{\text{ут}}$ [2]. Данный вопрос особенно актуален для правильного выбора способа заканчивания скважины (применение либо отказ от применения устройств ступенчатого цементирования (УСЦ), гидравлических пакеров (ПГПМ и др.) и подбора плотности цемент-ного раствора.

При анализе причин поглощения в скв. N Росташинского месторождения выявлено, что ГРП произошел в момент, когда забойное давление было равно 47,6 МПа, в то время как согласно данным группового рабочего проекта давление гидроразрыва пласта $P_{\text{ГРП}}$ должно составлять порядка 73,2 МПа. При сопоставлении фактического давления ГРП с давлением, которое было бы на данной глубине при цементировании, давление столба цемента и раствора превышало бы данное давление минимум на 1,2 МПа, что свидетельствует о нарушении нормального хода работ при цементировании и недостижении проектного значения высоты подъема цемента.

Выбор способа решения

Вопрос прогнозирования зон поглощений необходимо рассматривать, опираясь на перерасчет давлений ГРП по стволу с учетом опыта бурения соседних скважин и значений коэффициента Пуассона согласно «Руководству по контролю ГНВП» компании ТНК-ВР (май, 2011 г.), так как значения коэффициента именно из этого источника позволяют получить значения давления гидроразрыва, наиболее близкие к фактическим. Таким образом, поглощение становится вполне предсказуемым. Давление ГРП с

To forecast mud losses it is necessary to estimate a minimum frac gradient in a wellbore and obtain the actual frac gradient data in the well being drilled (NORSOK D-010 2004). This means addressing several problems: the re-calculation of the frac gradient taking into account the experience gained during the drilling of the adjacent wells; forecasting mud loss during cementing by the interval wellbore pressure testing; taking into account the obtained data to design the well completions and the plan for future well construction.

Feasibility Study

To drill efficiently it is necessary to know the maximum permissible mud weight at which the bottomhole pressure would not exceed the fracture opening pressures. In drilling practice this bottomhole pressure is called the “leak-off pressure” $P_{\text{ут}}$ (leak-off) [2]. This issue is particularly important when selecting a well completion method (whether to use stage tools, hydraulic packers as well as selecting the cement slurry weight).

The analysis of the reasons for the mud loss in Well N in the Rostashinkoye Feld showed that fracturing occurred when bottomhole pressure reached 47.6 MPa, whereas according to the Group Well Design data formation frac pressure $P_{\text{ГРП}}$ (fracking) should be approximately 73.2 MPa. When comparing the actual frac pressure with the pressure which would have been at this depth, during cementing, the pressure of the cement column and the mud would have been, as a minimum, 1.2 MPa above this pressure which clearly shows disruption of the operation during the cementing and the failure to reach the design cement top.

Choosing Solutions

The issue of forecasting the lost-circulation zones should be considered on the basis of re-calculation of the frack pressure in the borehole, taking into account the experience gained from drilling the adjacent wells and the Poisson ratio according to the Guidelines for Well Control (Controlling Gas, Oil and Water Shows) published by TNK-BP (May 2011), as this source provides ratio values most close to the actual values.

Frac pressure using Poisson factor is calculated using the following formula:

$$P_{\text{ГРП}} = \left(\frac{\mu}{1 - \mu} \right) \cdot (p_{\text{гор}} - p_{\text{пор}}) + p_{\text{пор}}, \quad (1)$$

Where μ is Poisson ratio; $P_{\text{гор}}$ (overburden), $P_{\text{пор}}$ (pore) - overburden and pore pressures, respectively.

It was observed that in most cases the difference between the mud and cement solution's hydrostatic pressure was equal or close to the pressure test value at the shoe of the previous casing and it also corresponds to the shoe test pressure which is always above or equal to the pressure which is required to enable the cementing of the casing in one

помощью коэффициента Пуассона рассчитывается по следующей формуле

$$P_{ГРП} = \left(\frac{\mu}{1-\mu} \right) \cdot (P_{гор} - P_{пор}) + P_{пор}, \quad (1)$$

где μ – коэффициент Пуассона; $P_{гор}$, $P_{пор}$ – давление соответственно горное и поровое.

Было отмечено, что в большинстве случаев разница гидростатических давлений бурового и цементного растворов равна или близка к значению давления опрессовки пород на башмаке предыдущей колонны, а также соответствует давлению опрессовки башмака – всегда больше или равна давлению, которого не хватает, чтобы зацементировать скважину в одну ступень. Таким образом, если опрессовка пород на башмаке проведена успешно, то существует возможность бурить скважину и поинтервально проводить опрессовку ствола на это давление. Во время опрессовок возможно достижение давления «утечки» для вновь вскрытого горизонта (яруса). Если статическое давление бурового раствора превышает напряженное состояние горных пород, то в призабойной зоне пласта будет происходить их деформация, сопровождаемая раскрытием трещин. Для горных пород постепенное нагружение давлением сопровождается изменением давления в них во времени в зависимости от объема закачиваемого в скважину раствора.

Существующий в настоящее время метод определения давлений «утечки» и гидроразрыва пород заключается в следующем: через колонну труб с помощью насосов цементировочных агрегатов нагнетают буровой раствор либо в колонну бурильных труб при закрытом затрубном пространстве, либо в затрубное пространство при закрытом трубном пространстве. В процессе нагнетания замеряют давление на устье скважины через промежутки времени при минимально возможной подаче насосов. Одновременно с замерами давления определяют объемы закачиваемого в скважину бурового раствора, а после ее открытия – объем вышедшего бурового раствора. По данным замеров строят график изменения давления на устье скважины в зависимости от объема нагнетаемого бурового раствора и (или) от времени нагнетания. При определении давления «утечки», как только происходит отклонение линейной зависимости давления от объема закачиваемого бурового раствора или от времени, закачку раствора прекращают. Для оценки давления гидроразрыва горных пород закачку следует продолжать до тех пор, пока не произойдет ГРП [2]. Типичная кривая изменения давления «утечки» во времени представлена на рис. 1.

stage. Thus, if pressure-testing of the rock at the casing shoe is performed successfully, it is possible to drill the well and perform interval borehole pressure testing at that pressure. During pressure testing it is possible to reach leak-off pressure for the newly penetrated horizon (sequence). If the static pressure of the drilling mud is above the rock stress, rock deformation will occur in the bottomhole area accompanied by fracture openings. Gradual pressure loading of the rocks is accompanied by pressure changes in these rocks with time, depending on the volume of drilling mud injected into the well.

The current method to determine the leak-off and fracture gradient consists of the following: drilling mud is pumped through a tubing string using the cementing units' pumps either into the drill string with a closed annulus or into the annulus with a closed tubing string. Wellhead pressure is measured during injection at time intervals with minimum possible pump delivery. Concurrently with measuring pressure, the volume of drilling mud injected into the well is measured, and after the well opening up - volume of returned drilling mud. The data is used to build a wellhead pressure change curve versus the volume of injected drilling mud and/or injection period. When determining the leak-off pressure, injection of drilling mud is stopped as soon as the deviation from the linear relationship, between pressure and volume of injected drilling mud occurs. To estimate the rock frac pressure, the injection should be continued until rock fracturing occurs [2]. A typical leak-off pressure change over time curve is shown in Fig. 1.

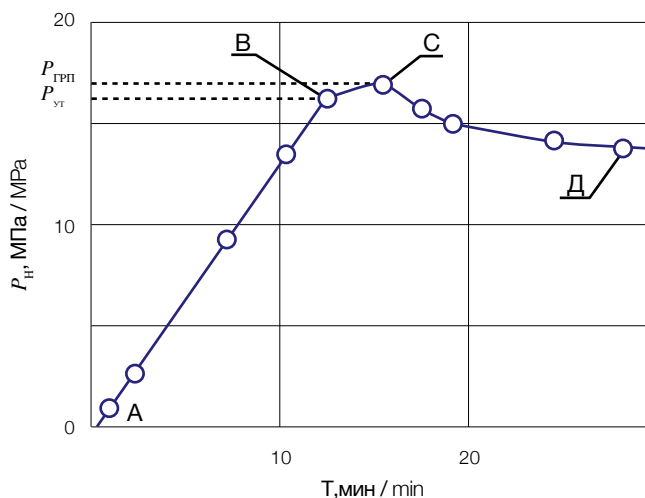


Рис. 1. Пример регистрации давлений «утечки» $P_{ут}$ и гидроразрыва горных пород $P_{гг}$:
А – начало фиксации давления; Д – давление смыкания образовавшейся трещины

Fig. 1. Sample of recording leak-off pressure $P_{ут}$ (leak-off) and frac pressure $P_{гг}$ (frack):
А – start of pressure recording; Д – closing pressure of a formed fracture

It can be seen from the Figure that the straight line reaches point B, starting from when the value and pressure curve deviates to the right. Starting from B, the pressure increase

Из него видно, что прямая линия продолжается до т. В, начиная с которой кривая значений и давлений отклоняется вправо. Начиная с т. В снижается приращение давления в зависимости от одних и тех же объемов закачиваемого бурового раствора. В связи с этим по т. В, в которой происходит переход от упругой деформации к пластической, определяется давление «утечки».

При дальнейшем повышении давления до т. С отмечается потеря части бурового раствора в результате раскрытия трещин и его поглощения. Т. С отвечает давлению, при котором происходит гидроразрыв горных пород, $P_{гпп}$. При дальнейшем нагнетании жидкости в этой точке давление резко падает, что свидетельствует об образовании трещин гидроразрыва.

После того как давление нагнетания на устье скважины в т. В будет зафиксировано, можно определить давление «утечки» по формуле

$$p_{ут} = p_n + \rho_{б.р} \cdot g \cdot H - \Delta p_\theta, \quad (2)$$

где P_n – давление нагнетания на устье скважины; $\rho_{б.р}$ – средняя плотность бурового раствора в скважине глубиной H в зависимости от средних значений давления и температуры; ΔP_θ – снижение гидростатического давления на забое скважины, обусловленное статическим напряжением сдвига θ при нагнетании бурового раствора в колонну бурильных труб.

Планирование деятельности по реализации выбранного способа решения

На основании вышеизложенного работы планировалось выполнить в соответствии со следующим алгоритмом.

1. Опрессовка пород на башмаке на давление согласно проекту (или на давление утечки). Данное давление выбрано как базисное, которое совместно с гидростатическим будет воздействовать на цементный камень и породы на башмаке при нефтегазопрооявлениях (НГВП) и 100%-ном замещении бурового раствора в скважине на пластовый флюид [2].
2. Разбуривание нижележащих пород с использованием бурового раствора (интервалы, где происходят поглощения) и поинтервальная опрессовка ствола на давление опрессовки башмака в соответствии с процедурой Leak-off test. Таким образом, по мере углубления существует возможность получать подтвержденные сведения. Процедура проводится при плановом подъеме при

drops versus the same volume of injected drilling mud. Consequently, point B, where the transition from elastic to plastic deformation occurs, this is used to determine the leak-off pressure.

With further pressure increases upto point C, partial mud loss is observed due to opening of fractures and lost circulation. Point C corresponds to the pressure at which rock fracturing occurs – $P_{гпп}$ (frac). With further liquid injection at this point, pressure drops dramatically which testifies to the formation of fractures.

After the injection pressure at the wellhead at point B is recorded, leak-off pressure can be determined using the following formula:

$$p_{ут} = p_n + \rho_{б.р} \cdot g \cdot H - \Delta p_\theta, \quad (2),$$

Where P_n (injection) – injection pressure at wellhead; $\rho_{б.р}$ (drilling mud) – average mud weight in a well of H depth depending on average pressure and temperature θ values; ΔP_θ – drop in bottomhole hydrostatic pressure due to static shear stress θ when drilling mud is injected into a drilling string.

Planning Activity to Implement the Selected Solution

Based on the above it was planned to perform future operations using the following scheme:

1. Rock pressure testing at the shoe using the design or the leak-off pressure. This pressure is selected as reference pressure which together with the hydrostatic pressure will affect the cement and rocks at the shoe during oil, gas and water production and 100% replacement of drilling mud in the well by formation fluid [2].
2. Drilling out underlying rocks using drilling mud (lost circulation intervals) and interval borehole pressure testing at shoe testing pressure using the Leak-off test procedure. Thus, with increasing depth it is possible to obtain confirmed data. The procedure is performed during planned trip out of the bottomhole assembly at the column shoe. To take into account the effect of the drilling mud's static shear stress on the pressure distribution in the borehole described above, the annulus and tubing pressures are measured.
3. When the target depth is reached, the actual well data becomes available which could be used to model the cementing. This enables the task of reaching the required cement top to be achieved and, with all the other conditions being equal, to commission a well which is fully in line with the design solutions.
4. The data received should be taken into account in accordance with the suggested geostatic model [3].

нахождении КНБК в башмаке колонны. Для учета влияния статистического напряжения сдвига бурового раствора на распределение давления по стволу, которое описывалось выше, замеряется давление в трубном и затрубном пространствах.

3. По достижении проектного забоя имеются реальные данные, которые можно учитывать для моделирования цементирования – решается задача подъема цемента до нужной глубины и при прочих равных условиях сдача скважины, полностью соответствующей проектным решениям, в эксплуатацию.
4. Полученные данные необходимо учитывать в соответствии с предполагаемой горно-геологической моделью [3], а также инициировать пересчет группового проекта согласно уточненным данным или учитывать уточненную информацию при разработке новых групповых рабочих проектов.

Реализация плана

Впервые целевая опрессовка ствола была проведена в скв. 2 Конновского месторождения. Объект был выбран не случайно (месторождение относится к категории сложнопостроенных), и проведению работ предшествовала тщательная подготовка. В предыдущей скв. 1, находящейся на этом же кусте, в процессе бурения под эксплуатационную колонну было вскрыто 13 зон поглощения.

Все значения градиентов гидроразрыва были учтены при планировании бурения скв. 2, проведена опрессовка ствола при глубине 3162 м. Данные результатов опрессовки и график давлений представлены в таблице и на рис. 2. Следует отметить, что давление начала утечки не было достигнуто, причем целенаправленно, по ряду причин: первый опыт, значение, достаточное для выдерживания давления цементного столба, и т.д.

Результатом стало беспрецедентное ускорение строительства скважины на Конновском месторождении в связи с тщательной проработкой технологических решений по предупреждению поглощений. Во время бурения была вскрыта зона поглощения только на глубине 3693 м. Все остальные зоны прошли без поглощений, а зона на глубине 3693 м была ликвидирована задавкой кольматирующей пачки при давлении, определенном во время опрессовки на глубине 3162 м. Значения $P_{грп}$ для данной глубины были учтены и использованы при моделировании процесса цементирования.

Требования ОТ, ТБ и ООС при проведении опрессовки открытого ствола не отличаются от требований

Group Well Design re-calculation should be also initiated using verified data and the updated information should be used in development with the new Group Well Designs.

Plan Implementation

For the first time, targeted borehole pressure testing was performed in Well No. 2 at the Konnovskoye Field. This field was selected for a reason (it is classified as a structurally complex field) and thorough preparation was performed before the work started. In the previous well No.1 at the same well pad, during drilling to run production casing, 13 lost circulation zones were penetrated.

All the frac gradient values were taken into account when drilling Well No. 2 and the borehole was pressure-tested at 3162 m. The pressure-testing data and the pressure curve are shown in the Table and in Fig. 2. It should be noted that the pressure at which the leak starts, was not reached. This was done on purpose for a number of reasons, such as, that it was the first attempt, the value required to withstand the cement column pressure, etc.

This resulted in an unprecedented acceleration of well construction times in the Konnovskoye Field due to the careful consideration of all the technological solutions for

Время, мин Time, min	Объем закачанного бурового раствора, л Volume of injected drilling mud, l			Давление на устье скважины, МПа Wellhead pressure, MPa		
	теоретически накопленный Theoretically accumulated volume	фактический Actual	фактически накопленный Actually accumulated volume	$P_{тр}$ теоретическое Theoretical	$P_{к.л}$ фактическое Actual	$P_{к.л}$ фактическое Actual
2	8,04	37,98	37,98	0,5	0,5	0
4	24,13	75,96	113,94	1,0	1,0	0,5
2	43,43	18,99	132,93	1,2	0,8	0,6
2	65,95	37,98	170,91	1,4	1,2	0,8
2	91,69	56,97	227,88	1,6	1,2	1,0
1	120,64	18,99	246,87	1,8	1,4	1,2
2	152,81	56,97	303,84	2,0	1,5	1,3
11	193,03	140	443,84	2,5	2,0	1,8
5	241,29	80,00	523,84	3,0	2,4	2,2
7	299,19	55,00	578,44	3,8	2,7	2,5
	360,32			3,8		

Примечание. $P_{тр}$, $P_{к.л}$ – давление соответственно в трубном и кольцевом пространстве образовавшейся трещины

Note: $P_{тр}$ (tubing), $P_{к.л}$ (annulus) – tubing and annulus pressures respectively

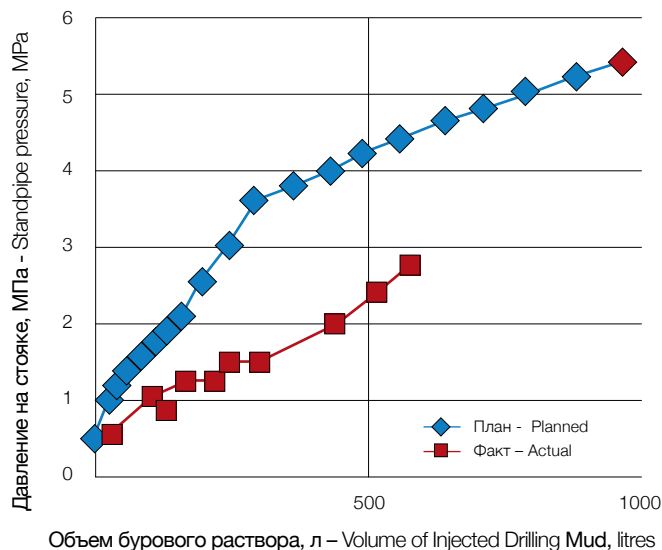


Рис. 2. Зависимость давления на стояке от объема закачанного бурового раствора

Fig. 2. Standpipe pressure versus Volume of Injected Drilling Mud

при опрессовке противовыбросового оборудования, а оценка технологических рисков сводится к минимально допустимому уровню при тиражировании операции и таким образом свидетельствует о повышении опыта привлеченного персонала.

Заключение

Прогнозирование поглощений бурового раствора путем поинтервальной опрессовки ствола скважины позволяет в соответствии с реальными условиями, после согласования с проектным институтом, подобрать цемент необходимой системы и плотности для обеспечения прочности и достижения высоты подъема цемента согласно проекту. Кроме того, это дает информацию о фактическом «самом слабом месте ствола» для расчета критического объема притока и недопущения подземного выброса в случае ГНВП. Получаемая уточненная геологическая информация о градиентах будет использована при планировании строительства будущих скважин и принятия заблаговременных технологических решений с целью предупреждения поглощений.

Экономический эффект достигается за счет экономии на суточной ставке бурового станка и отказа от оборудования УСЦ, а также за счет прогнозирования зон поглощения: если учесть, что катастрофические зоны поглощения, как правило, доискрываются с неоднократной установкой кольматирующих пачек и последующим их закреплением цементным мостом, то отсутствие одного такого поглощения позволяет сэкономить несколько миллионов рублей.

the prevention of lost circulation. In the course of drilling only one lost circulation zone was penetrated at 3693 m. All the other zones were drilled without circulation loss and the zone at 3693m was eliminated with bullheading at the pressure determined during the pressure testing at 3162 m. Values of $P_{гпп}$ (frac) for this depth were taken into account and used to model the cementing process.

HSE requirements to the interval borehole pressure testing are no different from the requirements for pressure-testing of the well control equipment, and assessment of the technological risks, which comes down to the minimum permissible level when replicating the operations, thus testifying to the increased experience of our employed personnel.

Conclusion

Forecasting drilling mud losses through interval borehole pressure testing allows, in accordance with the actual field conditions and after being approved by a design institute, the selection of the required cement system and mud weight to ensure reaching the designed cement strength and top. Apart from this, it will provide information about the weakest area of the hole. Such information could be used to calculate a critical kick influx and prevent an underground blowout in case of gas, oil and water production. The received and updated geological information on the gradients will be used to plan future well construction and provide timely technological solutions to prevent mud loss.

The economic effect is attained due to saving on the drilling rig daily rates and on abandoning the use of cementing stage collars, as well as forecasting gas, oil and water production. Loss areas: considering that areas of mud loss are, as a rule, additionally penetrated through bullheading and the subsequent installation of a cement plug, the elimination of one such area of mud loss saves several million Roubles.

Список литературы / References

1. Staroshchuk A.V., Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2011, no. 4, pp. 90-93
2. Semenyakin V.S., Semenyak M.V., Semenyakin P.V., Gazovaya promyshlennost' = GAS Industry of Russia, 1997, no. 12, pp. 50-52.
3. Metodicheskoe rukovodstvo OLF-117 po tselostnosti skvazhin (Methodological guidance OLF-117 on the integrity of wells), Norwegian Oil and Gas Association, 2008.

This article is based on the presentation made by A. A. Voronin at the IX Multi-Regional Scientific and Technical Conference of Young Specialists (second prize). The article was published in the ROSNEFT Scientific and Technical Newsletter (Nauchno-technicheskiy Vestnik OAO "NK "Rosneft") No.1, 2015, pp.28. Printed with permission from the Editorial Board.

Статья подготовлена на основе доклада, сделанного А.А. Ворониным на IX Межрегиональной научно-технической конференции молодых специалистов (II место). Статья опубликована в научно-техническом Вестнике ОАО «НК «Роснефть» № 1, 2015 г., стр. 25; ISSN 2-74-2339. Публикуется с разрешения редакции.