

УДК 550.822.5/7

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ БУРЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ARMADILLO

А. Ю. Кравченко, Р. Е. Гутман, А. М. Жуковский

*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»
БелНИПИнефть», г. Гомель*

Целью данной работы является разработка рекомендаций для сохранения целостности ствола скважины, в частности, подбор плотности бурового раствора.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- определить ориентацию и направление основного напряжения по данным инклинометрии, кавернометрии;
- определить градиент минимального и максимального горизонтального напряжения в естественном залегании;
- рассчитать градиент разрушения при сдвиге, механические и упругие свойства пород;
- построить одномерные (1D) модели упруго-механических свойств, порового давления, горного давления.

Блок № 55 расположен в центральной части восточного нефтегазоносного бассейна Республики Эквадор. Основными коллекторами месторождения Armadillo являются песчаники формаций Hollin, Napo и Tena. В пределах месторождения Armadillo промышленная нефтегазоносность установлена в песчаных пластах Hollin superior (Hs), Napo (U inferior – Ui), Tena (Basal Tena – BT), а также в вулканических образованиях формации Napo (Napo Volcanico). Потенциально перспективными в пределах региона являются отложения Hollin inferior (Hi) и Napo T (T inferior – Ti). В пробуренных скважинах они являются водонасыщенными.

После анализа имеющейся информации по скважинам Блока № 55 было установлено, что основная масса осложнений при бурении связана с затяжками, вызванными обильным кавернообразованием интервалов Napo и некоторых интервалов формации Tena. Обильное кавернообразование связано с недостаточной прочностью горных пород. Помимо обрушения ствола скважины причиной затяжек также является дифференциальное притягивание бурового инструмента к стенкам скважины, вызванное большим перепадом гидростатического давления в скважине и в пласте.

Для построения 1D геомеханической модели осуществлен сбор, контроль и анализ имеющихся геолого-геофизических и технологических материалов, относящихся к месторождению Armadillo.

Направления главных стрессов в пласте играют важную роль при проектировании и строительстве скважин. Поэтому для оценки текущих направлений пластовых напряжений была использована информация из открытых литературных источников, а также информация о результатах исследований по скважинам месторождения Armadillo.

На месторождении Armadillo присутствуют данные FMI. По результатам анализа данных FMI четко выделяется наличие трещин растяжения и вывалов сжатия. Среднее значение азимута направления вывалов составляет $22,5^\circ$, что соответствует азимуту минимального горизонтального напряжения. Эти данные очень хорошо согласуются с результатами из литературных источников по ближайшим месторождениям PaloAzul, Aguatico, Tapi, Purahuacu, Oglan (рис. 1) [1]–[3].

Из литературных источников было установлено, что для НГБ Ориенте Мараньон характерен режим напряженного состояния, связанный с взбросом [4].

Надежными методами калибровки минимального горизонтального напряжения (S_{Hmin}) являются гидравлический разрыв пласта (ГРП) либо стандартные, расширенные тесты на поглощение в скважине (LOT, XLOT).

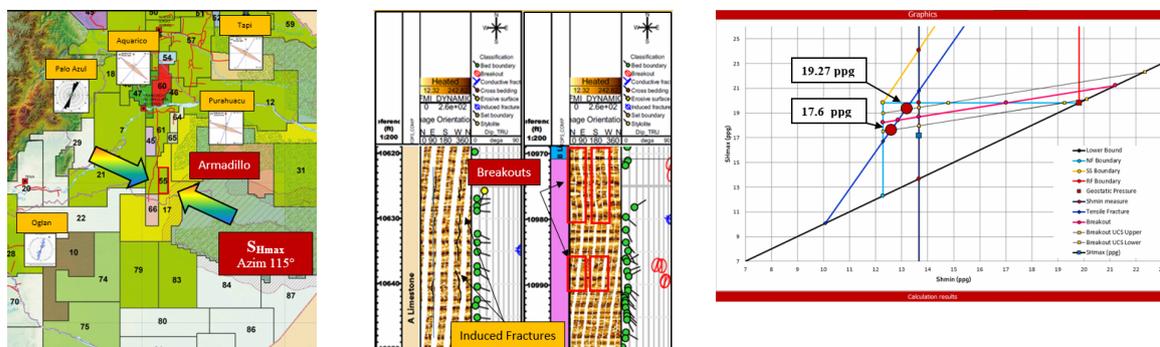


Рис. 1. Направление действия S_{Hmax} по площади НГБ Ориенте-Мараньон и данные FMI по исследуемой скважине

Найденная величина не превышает градиента горного давления, равного 19,4 ppg ($S_v > S_{Hmin}$) – это говорит о том, что режим напряженно-деформированного состояния не является взбросом. Такое соотношение главных напряжений характерно для режимов сброса или сдвига. Также данные результаты подтверждаются работой [1], в которой предоставлена информация о градиентах максимального горизонтального напряжения, определенного по углам вывалов, а также о градиентах минимального горизонтального напряжения, определенного по результатам LOT. Таким образом, с геологической позиции это означает, что месторождение Armadillo расположено не в области взбросовых дислокаций, а в переходной части от зоны складчатости (Андийская часть) к континентальной.

Максимальное горизонтальное напряжение S_{Hmax} с точки зрения расчета считается наиболее сложной составляющей тензора напряжений [4]. Для ограничения области максимального горизонтального напряжения могут использоваться данные микроимиджеров (FMI), предоставляющие ценные сведения о трещинах растяжения, углах вывалов и т. д. Для этого в интервалах карбонатов Caliza A, где наблюдаются трещины растяжения, был построен stress polygon. Stress polygon позволяет оценить магнитуды главных латеральных напряжений, которые теоретически могут существовать в массиве горных пород, не приводя к их разрушению. Для определения границ stress polygon воспользуемся теорией трения при движении разломов [4].

По результатам расчета stress polygon эта величина S_{Hmax} должна составлять 18,43 ppg. Принимая во внимание неопределенность по оценке прочности породы на сжатие ($\pm 10\%$), диапазон S_{Hmax} составляет 17,60 – 19,27 ppg. В этом диапазоне, вероятнее всего, должна находиться величина S_{Hmax} , чтобы на стенке скважины начали образовываться трещины растяжения, и при этом не происходило образование вывалов. На основе проделанного моделирования было принято, что для данного месторождения характерен режим сброса.

По скважинам месторождения Armadillo отсутствуют данные геомеханических исследований керна. Все проведенные испытания были направлены на изучение петрофизических свойств. В связи с этим расчет прочностных свойств проводился на основе общепринятых зависимостей.

Основным результатом моделирования является разработка рекомендаций для сохранения целостности ствола скважины. По результатам расчетов и построения модели можно сделать заключение о том, что величина минимального пластового стресса в песчаниках меньше по сравнению с глинистыми породами. Это объясняется тем, что практически во всех песчаниках-коллекторах наблюдается пониженное пластовое давление, вызванное разработкой залежи. На некоторых скважинах, где сильно снижено пластовое давление, наблюдается значительная разница между напряжениями в глинах и напряжениями в коллекторах-песчаниках. К тому же интервалы глин в пределах формации Наро и Hollin характеризуются повышенными значениями порового давления, что негативно влияет на устойчивость ствола скважины.

Наиболее высокий риск нестабильности стенки скважины связан с разрушениями и образованием вывалов в интервалах неустойчивых глин в пределах формации Наро, а также при бурении вулканогенных пород формации VOLCANIC, где градиент обрушения достигает 12–13 ррг. При вскрытии этих интервалов на стенке скважины возникают окружные напряжения, превышающие прочность горных пород, в результате чего образуются вывалы. Уменьшения магнитуды эффективных окружных напряжений можно добиться за счет увеличения плотности бурового раствора. Однако ввиду пониженного пластового давления в коллекторах песчаниках и, как следствие, низких абсолютных латеральных напряжений, чрезмерное увеличение плотности бурового раствора повысит интенсивность радиальной инфильтрации бурового раствора в коллектора, что приведет к чрезмерному росту фильтрационной корки, а также увеличит вероятность получения затяжек и дифференциальных прихватов при бурении интервалов коллектора. Помимо этого очень сильно возрастает вероятность получения поглощений ввиду разрыва горной породы.

Подбор оптимальной плотности бурового раствора основывается на компромиссе между сохранением целостности ствола скважины и сохранением коллекторских свойств продуктивных интервалов, а также недопущением осложнений, вызванных поглощениями. Для снижения вероятности возможных обрушений стенки ствола скважины в интервалах вулканогенных пород необходимо увеличение плотности бурового раствора с 9,09 ррг до 10,8–11,25 ррг.

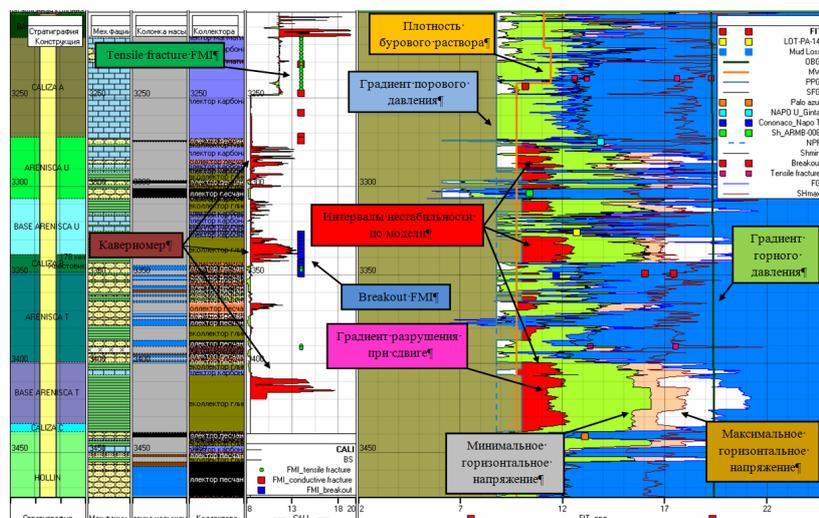


Рис. 2. Анализ устойчивости стенок скважины

При бурении скважины под ОК 245 мм в интервалах Tena–Caliza A рекомендуется использовать буровой раствор с плотностью 10,8 ppg до 11,25 ppg для снижения вероятности возможных обрушений стенки ствола скважины. При бурении скважины под ОК 178 мм в интервалах Arenisca U – Hollin рекомендуется использовать буровой раствор с плотностью 10,4 ppg до 10,7 ppg для снижения вероятности возможных обрушений стенки ствола скважины. На рис. 2 представлен планшет, который подтверждает согласованность результатов моделирования и фактических данных полученных со скважины.

Литература

1. Torres M. E., Frydman M., Casalis D., Ramirez A., León F., Villalba E. 3D Analysis for Wellbore Stability: Reducing Drilling Risks in Oriente Basin, Ecuador”. SPE 94758. – LACPEC Brazil. – 2005.
2. J. Toro-Alava, K. Luzuriaga, O. Corozo, L. Coral “Reservoir Characterization and Geological Model for the Lower T Sandstone and Lower U Sandstone, Tapi – TTT Oilfield, Oriente Basin, Ecuador: A Core- and Log-Based Study” SPE-177178-MS – 2015.
3. A. Andrade, R. H. Correa, G. E. Atahualpa, G. Ripa, M. Brignoli, T. Ciccarone “Sand Production Risk Evaluation and Sand Control Screening, the Complete Workflow for the Future Development of the Oglan Field – Ecuador” SPE-185525-MS – 2017.
4. Zoback M. D. Reservoir Geomechanics. UK, Cambridge: Cambridge University Press, 2007. – 505 p.

УДК 55:004.9:622.276(476.2)

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС ПО СКВАЖИНЕ № 40S2 НАДВИНСКАЯ. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГИС

В. Н. Чаркина

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
БелНИПИнефть, г. Гомель*

Геофизические методы исследования скважин, базирующиеся на современных физических методах исследования горных пород, используются для изучения геологического строения недр по скважинным разрезам, выявления и оценки запасов углеводородного сырья, использования промыслово-геофизической информации при проектировании, контроле и анализе, разработке месторождений нефти и газа и технического состояния скважин.

В статье представлено описание основных методов геофизических исследований скважин (ГИС), а также результаты геофизической интерпретации на примере скважины № 40s2 Надвинского месторождения.

Целью работы является выбор наиболее информативного комплекса ГИС для получения максимально возможного объема полезной информации.

Выбор рационального комплекса ГИС зависит в том числе и от целей, которые Заказчик ставит перед исполнителем. В большинстве случаев результатом проведенных каротажных работ является получение следующей информации: 1) литологии; 2) общей и открытой пористости; 3) глинистости; 4) мощности пород-коллекторов, 5) Кн и характера насыщения.

В геоструктурном отношении Надвинское месторождение расположено в пределах Северной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба. Девонские подсолевые отложения данной структуры включают две формации: витебско-